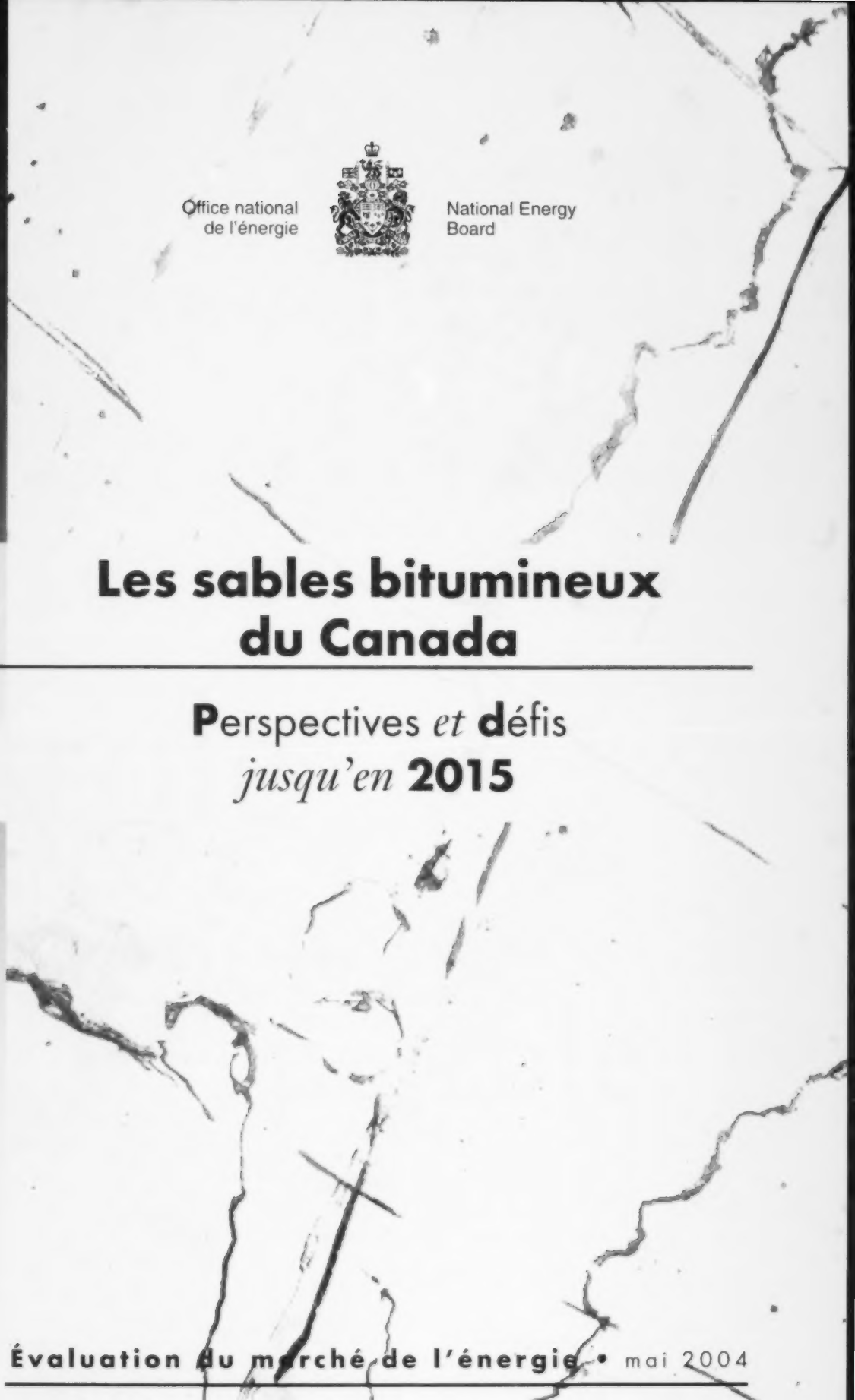
Office national de l'énergie

National Energy Board

Les sables bitumineux du Canada

Perspectives *et* défis *jusqu'en* 2015



Évaluation du marché de l'énergie • mai 2004

Office national de l'énergie

National Energy Board

Les sables bitumineux du Canada

Perspectives *et* défis *jusqu'en* 2015

Évaluation du marché de l'énergie • mai 2004

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et(ou) sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2004

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2004

N° de cat. NE23-116/2004F
ISBN 0-662-76642-3

Cat. No. NE23-116/2004E
ISBN 0-662-36880-0

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

This report is published separately in both official languages.

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
~~444~~, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5576
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet : www.neb-one.gc.ca

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
~~444~~ Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5576
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet: www.neb-one.gc.ca

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office :
Rez-de-chaussée

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Imprimé au Canada

Printed in Canada

104-05067/

TABLE DES MATIÈRES

Liste des figures et tableaux v

Liste des sigles et abréviations viii

Avant-propos xi

Résumé xii

Chapitre 1 : Introduction 1

Chapitre 2 : Ressources de sables bitumineux 3
2.1 Introduction 3
2.2 Ressources de bitume 3
2.3 Ressources mondiales de pétrole et de bitume 4
2.4 Caractéristiques des sables bitumineux et du bitume 6
2.5 Conclusion 6

Chapitre 3 : Coûts de l'offre 8
3.1 Introduction 8
3.2 Méthodologie 9
3.2.1 Méthodologie du coût de l'offre 9
3.2.2 Méthodologie d'évaluation économique de projets 9
3.3 Extraction à ciel ouvert des sables bitumineux 10
3.3.1 Introduction 10
3.3.2 Évaluation économique de projets - Exploitation minière intégrée/séparation et valorisation 12
3.3.3 Évaluation économique de projets - Extraction à ciel ouvert/séparation 14
3.3.4 Possibilités de compression des coûts de l'offre - Extraction à ciel ouvert/séparation et valorisation 16
3.4 Récupération in situ 16
3.4.1 Introduction 16
3.4.2 Séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur (SGSIV) 17
3.4.2.1 Évaluation économique de projets - SGSIV 17
3.4.3 Stimulation cyclique par la vapeur d'eau (SCV) 20
3.4.4 Production à froid 22
3.4.5 Possibilités de compression des coûts de l'offre - Récupération in situ 23
3.5 Conclusion 23

Chapitre 4 : Offre de pétrole brut 26
4.1 Introduction 26
4.2 Projets d'extraction à ciel ouvert et de récupération in situ 26
4.3 Méthodologie 27
4.4 Dépenses en immobilisations et dépassements des coûts 28
4.5 Projections de l'offre 30
4.5.1 Projections des dépenses en immobilisations 30
4.5.2 Projections pour le BPS extrait à ciel ouvert des sables bitumineux et le bitume récupéré in situ 31
4.6 Offre de condensat 32
4.7 Demande de diluant 32
4.8 Offre nette disponible - Pétrole brut 33
4.9 Conclusion 33

Chapitre 5 : Marchés 35
5.1 Introduction 35
5.1.1 Marché d'exportation 35
5.1.2 Secteur du raffinage en Amérique du Nord 36
5.2 Marchés - Existants et éventuels 38
5.2.1 Ouest du Canada 39
5.2.2 Est du Canada 40
5.2.3 États-Unis 41
5.2.4 Asie 53
5.3 Conclusion 54

Chapitre 6 : Pipelines 57
6.1 Introduction 57
6.2 Carrefours de l'Alberta 57
6.3 Pipelines d'amenée existants 58
6.4 Grands pipelines 61
6.5 Autres pipelines vers les marchés étrangers 63
6.6 Agrandissements pipeliniers envisagés vers des marchés nouveaux ou existants 64
6.6.1 Alberta 64
6.6.2 PADD II 65
6.6.3 PADD III 66
6.6.4 PADD IV 67
6.6.5 PADD V et Asie 67
6.7 Conclusion 68

Chapitre 7 : Environnement et facteurs socio-économiques 69
7.1 Introduction 69
7.2 Environnement 69
7.2.1 Émissions atmosphériques 69
7.2.2 Utilisation et conservation de l'eau 74
7.2.3 Résidus et sous-produits 77
7.3 Facteurs socio-économiques 83
7.3.1 Répercussions de la mise en valeur des sables bitumineux 83
7.3.2 Initiatives communautaires 86
7.3.3 Initiatives des entreprises 87

7.4 Autochtones 87
7.4.1 Répercussions de la mise en valeur des sables bitumineux 87
7.4.2 Initiatives communautaires 88
7.4.3 Initiatives des entreprises 89
7.5 Conclusion 90

Chapitre 8 : Importance du gaz naturel 94
8.1 Introduction 94
8.2 Demande de gaz 94
8.2.1 Extraction à ciel ouvert/séparation/valorisation 94
8.2.2 Récupération in situ 95
8.2.3 Projections de la demande de gaz naturel 95
8.3 Offre de gaz 96
8.4 Gaz et bitume sous-jacent 98
8.4.1 Bulletin général GB 2000-28 99
8.4.2 Interruption de production généralisée 100
8.4.3 Solutions techniques 101
8.5 Conclusion 101

Chapitre 9 : Électricité 103
9.1 Introduction 103
9.2 Demande d'électricité 103
9.3 Cogénération 104
9.4 Occasions 106
9.5 Transport 107
9.5.1 Politique de l'Alberta en matière de transport d'électricité 108
9.5.2 Propositions 108
9.6 Marché albertain 110
9.7 Conclusion 111

Chapitre 10 : Charges d'alimentation pétrochimiques et carburants de transport 112
10.1 Introduction 112
10.2 Renseignements généraux 112
10.3 Offre éventuelle de charge d'alimentation pétrochimique 114
10.3.1 Liquides de gaz synthétique extraits du dégagement gazeux à la valorisation 114
10.3.1.1 Éthane et éthylène 115
10.3.1.2 Propane et propylène 116
10.3.2 Enjeux liés à la récupération de liquides de gaz synthétique dans le dégagement gazeux 117
10.4 Offre de produits pétroliers raffinés et charge d'alimentation pétrochimique 118
10.4.1 Étude sur les produits pétrochimiques provenant du bitume 118
10.4.2 Étude sur les produits raffinés et pétrochimiques provenant du bitume 119
10.5 Comparaison des coûts de l'éthane 120
10.6 Conclusion 121

Chapitre 11 : Technologies émergentes 122
11.1 Introduction 122
11.2 Séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur (SGSIV) 122
11.3 VAPEX[MC] 123
11.4 IAVH/CAPRI 124
11.5 Projet Nexen/OPTI de Long Lake 124
11.6 Charbon 125
11.7 Énergie nucléaire 126
11.7.1 Historique 126
11.7.2 Évolutions récentes 126
11.8 Conclusion 128

Glossaire 130

Annexe 1 : Hypothèses économiques et commerciales sur lesquelles se fondent les modèles de coût de l'offre 137
A1.1 Hypothèses économiques 137
A1.2 Hypothèses commerciales relatives aux prix 137

Annexe 2 : Hypothèses sur lesquelles se fondent les modèles de SGSIV de l'Athabasca 138
A2.1 Hypothèses pour le projet(coûts par baril de bitume produit) 138
A2.2 Calendrier – SGSIV du gisement de faible qualité 138
A2.3 Calendrier – SGSIV du gisement de grande qualité 139
A2.4 Hypothèses au sujet des gisements - SGSIV 139

Annexe 3 : Hypothèses sur lesquelles se fonde le modèle d'extraction à ciel ouvert/de séparation et de valorisation de l'Athabasca 140
A3.1 Hypothèses pour le projet 140
A3.2 Calendrier – Extraction à ciel ouvert/séparation 140
A3.3 Calendrier – Extraction à ciel ouvert/séparation et valorisation 141
A3.4 Hypothèses au sujet des gisements - Extraction à ciel auvert 141

Annexe 4 : Projets d'exploitation de sables bitumineux 142

Annexe 5 : Installations de cogénération 152

Annexe 6 : Facteurs de conversion et d'émission de gaz à effet de serre 153

Annexe 7 : Organisations consultées 154

FIGURES

2.1	Régions de sables bitumineux	3
2.2	Réserves mondiales de pétrole – Les 20 grands	5
3.1	Sensibilités du coût de l'offre : Projet d'extraction à ciel ouvert/de séparation et de valorisation dans la région de l'Athabasca pour 200 kb/j	12
3.2	Taux de rendement nominal après impôts : Projet d'extraction à ciel ouvert/de séparation et de valorisation dans la région de l'Athabasca pour 200 kb/j	13
3.3	Sensibilités du coût de l'offre : Projet d'extraction à ciel ouvert/de séparation dans la région de l'Athabasca pour 100 kb/j	14
3.4	Taux de rendement nominal après impôts : Projet d'extraction à ciel ouvert/de séparation dans la région de l'Athabasca pour 100 kb/j	15
3.5	Sensibilités du coût de l'offre : Projet de SGSIV dans la région de l'Athabasca pour 120 kb/j – Gisement de grande qualité	18
3.6	Taux de rendement nominal après impôts : Projet de SGSIV dans la région de l'Athabasca pour 120 kb/j – Gisement de grande qualité	19
3.7	Taux de rendement nominal après impôts : Projet de SGSIV dans la région de l'Athabasca pour 30 kb/j – Gisement de qualité moindre	20
3.8	Stimulation cyclique par la vapeur d'eau	20
4.1	Emplacement des projets de sables bitumineux	26
4.2	Projections de l'offre de pétrole brut synthétique et de bitume in situ	27
4.3	Projections de l'offre tirée des sables bitumineux	28
4.4	Total des dépenses en immobilisations – Projets d'exploitation des sables bitumineux	29
4.5	Dépenses en immobilisations projetées – Courbe médiane	30
4.6	Courbe médiane des projections de l'offre	31
4.7	Offre nette disponible de pétrole brut par type	33
5.1	Marchés visés pour les sables bitumineux	36
5.2	Ouest du Canada – Arrivages de pétrole brut canadien en 2002	40
5.3	Ontario – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien en 2002	41
5.4	PADD I – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien en 2002	42
5.5	PADD II – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien en 2002	42
5.6	Région nord du PADD II – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien de 1999 à 2002	43
5.7	Chicago – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien de 1999 à 2002	44
5.8	Dakota du Nord/Minnesota/Wisconsin – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien de 1999 à 2002	45
5.9	Toledo/Detroit – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien de 1999 à 2002	46
5.10	Région sud – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien de 1999 à 2002	47

5.11	PADD III – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien en 2002	48
5.12	PADD IV – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien en 2002	48
5.13	Montana – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien de 1999 à 2002	49
5.14	Utah – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien de 1999 à 2002	50
5.15	Colorado/Wyoming – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien de 1999 à 2002	50
5.16	PADD V – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien en 2002	51
5.17	État de Washington – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien de 1999 à 2002	52
5.18	Californie – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien de 1999 à 2002	52
6.1	Pipelines d'amenée	58
6.2	Principaux marchés de brut ainsi que pipelines les desservant au Canada et aux É.-U.	62
7.1	Production de pétrole et émissions de dioxyde de carbone	70
7.2	Prévisions de recettes pour le gouvernement de l'Alberta	84
7.3	Loyer moyen d'un appartement à Fort McMurray	85
8.1	Demande de gaz naturel par type de récupération	95
8.2	Demande de gaz naturel projetée pour l'exploitation des sables bitumineux	96
8.3	Projection de l'offre de gaz naturel du BSOC	97
8.4	Incidence de la zone de gaz épuisé	98
8.5	Zone préoccupante	99
9.1	Coût de l'électricité selon le type de récupération	104
9.2	Gains en efficience découlant de la cogénération	105
9.3	Capacité de cogénération à partir des sables bitumineux	106
10.1	Scénarios d'offre d'éthane classique du BSOC	114
10.2	Composition du bitume et du pétrole brut synthétique	115
11.1	SGSIV	123
11.2	Procédé IAVH	124
11.3	Ressources canadiennes de combustibles fossiles	1250

TABLEAUX

2.1	Ressources de bitume	4
3.1	Coûts de l'offre et frais d'exploitation estimatifs selon la méthode de récupération	8
3.2	Exploitation minière intégrée : Coûts d'immobilisations des projets	11
3.3	Coûts des agents de mélange : PBS ou condensat – Projet d'extraction à ciel ouvert/de séparation dans la région de l'Athabasca pour 100 kb/j	15
3.4	Coûts des agents de mélange : PBS ou condensat – Projet de SGSIV dans la région de l'Athabasca pour 120 kb/j et portant sur un gisement de grande qualité	19
4.1	Coût par baril de capacité supplémentaire selon le type de projet	30

5.1	Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien – 2002	38
5.2	Données techniques propres aux raffineries de l'Ouest du Canada	39
5.3	Données techniques propres aux raffineries de l'Ontario	40
5.4	Données techniques propres aux raffineries du PADD I	41
5.5	Données techniques propres aux raffineries de Chicago	44
5.6	Données techniques propres aux raffineries du Dakota du Nord/Minnesota/Wisconsin	45
5.7	Données techniques propres aux raffineries de Toledo/Detroit	45
5.8	Données techniques propres aux raffineries de la région sud	46
5.9	Données techniques propres aux raffineries du PADD III	47
5.10	Données techniques propres aux raffineries du PADD IV	48
5.11	Données techniques propres aux raffineries du Montana	49
5.12	Données techniques propres aux raffineries de l'Utah	49
5.13	Données techniques propres aux raffineries du Colorado/Wyoming	50
5.14	Données techniques propres aux raffineries du PADD V	51
5.15	Données techniques propres aux raffineries de l'État de Washington	51
5.16	Données techniques propres aux raffineries de la Californie	52
5.17	Croissance projetée du PIB dans certains pays – De 2003 à 2010	53
5.18	Demande projetée pour le pétrole dans certains pays – De 2003 à 2008	53
5.19	Nombre de raffineries ainsi que capacité de raffinage en Asie et en Amérique du Nord	54
6.1	Augmentations de la capacité annoncées ou envisagées pour les pipelines réglementés par l'ONÉ	68

SIGLES ET ABRÉVIATIONS

ACA	Alberta Conservation Association
ACÉE	Agence canadienne d'évaluation environnementale
ACR	Réacteur CANDU avancé
AENV	Environnement Alberta
AESO	Alberta Electric System Operator
AOSPL	Alberta Oil Sands Pipeline
API	American Petroleum Institute
ARC	Alberta Research Council
BDE	Besoins en débits entrants
BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
BTEX	Benzène, toluène, éthylbenzène et xylène
CAGM	Côte américaine du golfe du Mexique
CANDU	Réacteur canadien à deutérium-uranium
CAPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
CASA	Clean Air Strategic Alliance
CCÉ	Cogénération de chaleur et d'électricité
CCF	Craqueur catalytique fluide
CCHT	Courant continu à haute tension
CCME	Conseil canadien des ministres de l'Environnement
CEMA	Cumulative Environmental Management Association
CERI	Canadian Energy Research Institute
CFC	Chlorofluorocarbones
CNRC	Conseil national de recherches du Canada
CNRL	Canadian Natural Resources Limited
CONRAD	Réseau canadien pour la recherche-développement sur les sables pétrolifères
COV	Composé organique volatil
CS	Composé sulfuré
CST	Comité des solutions techniques
CTA	Conseil tribal d'Athabasca

DPI	Décanteurs à plaques inclinées
ÉACL	Énergie atomique du Canada limitée
ECC	Extraction en cercles concentriques
ÉGR	Étude géologique régionale
ÉIE	Étude d'impact environnemental
ÉMÉ	Évaluation du marché de l'énergie
EPEA	*Environment Protection and Enhancement Act (Alberta)*
ERCA	*Energy Resources Conservation Act* (Alberta)
EUB	Energy and Utilities Board de l'Alberta
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
GCOS	Great Canadian Oil Sands
GES	Gaz à effet de serre
GNL	Gaz naturel liquéfié
GOSV	Gasoil sous vide
GTER	Groupe de travail sur les eaux de ruissellement
GTGNS	Groupe de travail sur la gestion des NO_x et des SO_2
GTQR	Groupe de travail sur les questions régionales
GTTAESB	Groupe de travail technique sur l'apport d'eau dans les sables bitumineux
ha	hectare
HAP	Hydrocarbures aromatiques polycycliques
HCU	Unité d'hydrocraquage
IAVH	Injection d'air verticale puis horizontale
ISE	Installation souterraine d'essai
LGN	Liquides de gaz naturel
LGS	Liquides de gaz synthétique
MGH	Méthane des gisements houillers
MP	Matières particulaires
MRWB	Municipalité régionale de Wood Buffalo
NO_x	Oxydes d'azote
NYMEX	New York Mercantile Exchange
ONÉ	Office national de l'énergie
OSCA	*Oil Sands Conservation Act* (Alberta)
OSEC	Oil Sands Environmental Coalition
OSLO	Other Six Lease Owners
PADD	Petroleum Administration for Defense District
PAIPR	Projet d'agrandissement des installations de Peace River
PAS	Production à l'aide de solvants

PBS	Pétrole brut synthétique
PE	Protocole d'entente
PESBA	Projet d'exploitation des sables bitumineux de l'Athabasca
PGC	Plans de gestion corrective
PIB	Produit intérieur brut
PLA	*Public Lands Act* (Alberta)
PPR	Produits pétroliers raffinés
RAH	Récupération assistée des hydrocarbures
RAMP	Programme de surveillance des écosystèmes aquatiques régionaux
RAQCC	Regional Air Quality Coordinating Committee
RBR	Récupération du bitume résiduel
RC	Résidus composites ou consolidés
RNCan	Ressources naturelles Canada
RVP	Ratio vapeur-pétrole
SCV	Stimulation cyclique par la vapeur d'eau
SEFO	Séparation à l'eau froide OSLO
SEMT	Surveillance des effets sur le milieu terrestre
SGSIV	Séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur
SO_2	Dioxyde de soufre
SP	Séparateurs primaires
SPPLF	Sables de production de pétrole lourd à froid
SRDD	Stratégie régionale de développement durable
TOLT	Taux obligataire à long terme
UDSV	Unité de distillation sous vide
URD	Unité de récupération des diluants
UVRPÉ	Usine de valorisation, raffinerie et production d'éthylène
VAPEX^{MC}	Séparation à la vapeur
VNA	Versant nord de l'Alaska
WBEA	Wood Buffalo Environmental Association
WRA	*Water Resources Act*
WTI	West Texas Intermediate
WTS	West Texas Sour

AVANT-PROPOS

L'Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office) a été créé en vertu d'une loi du Parlement en 1959. Les pouvoirs de réglementation consentis à l'Office au titre de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* portent notamment sur les exportations de pétrole, de gaz naturel, de liquides de gaz naturel et d'électricité; la construction d'oléoducs, de gazoducs et de productoducs interprovinciaux et internationaux, tout comme de lignes internationales de transport d'électricité; l'établissement de droits justes et raisonnables à l'égard des pipelines de compétence fédérale; les activités pétrolières et gazières sur les terres publiques dans le Nord canadien.

Dans le cadre de son mandat, l'Office est tenu d'analyser les perspectives touchant l'offre de tous les produits énergétiques (y compris le pétrole, le gaz naturel, les liquides de gaz naturel et l'électricité), ainsi que la demande de produits énergétiques canadiens sur le marché intérieur et les marchés étrangers. L'Office publie des rapports d'Évaluation du marché de l'énergie (ÉMÉ) qui visent à présenter des analyses des principaux produits énergétiques, de façon globale ou à l'égard d'une ressource en particulier.

En octobre 2000, l'Office a publié une ÉMÉ intitulée *Les sables bitumineux du Canada : Perspectives de l'offre et du marché jusqu'en 2015*. Dans le contexte des analyses présentées dans le rapport produit en 2003, *L'avenir énergétique du Canada : Scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025*, un certain nombre de questions importantes ont été soulevées au sujet des sables bitumineux. Par conséquent, l'Office a décidé de rédiger cette deuxième ÉMÉ sur les sables bitumineux intitulée *Les sables bitumineux du Canada : Perspectives et défis jusqu'en 2015*. Ce rapport vise surtout à mettre à jour l'information portant sur l'offre et la demande fournie dans la première ÉMÉ, en plus de proposer une évaluation complète des possibilités qui s'offrent dans le domaine des sables bitumineux et des enjeux qui y sont associés.

En novembre 2003, l'Office a mené des discussions dans un cadre informel de tables rondes où les intervenants, triés sur le volet, ont eu l'occasion de traiter des grandes questions propres aux sables bitumineux cernés par l'Office et des principales possibilités qui y sont associées. L'Office a aussi dirigé une série d'entrevues informelles avec un échantillon représentatif d'intervenants de l'industrie des sables bitumineux, soit des producteurs, des raffineurs, des commercialisateurs, des pipeliniers, des représentants des secteurs de l'électricité et des produits pétrochimiques, des associations industrielles, des consultants, des organismes et ministères gouvernementaux ainsi que des groupes de défense de l'environnement. L'ONÉ apprécie grandement l'information et les commentaires qui lui ont été communiqués et il tient à remercier tous les participants qui ont contribué de leur temps comme de leur expertise.

Quiconque souhaite utiliser le présent rapport, en totalité ou en partie, pour étayer son témoignage dans le cadre d'une instance réglementaire peut le soumettre à cette fin, comme c'est le cas pour tout autre document public. Une partie qui agit ainsi est réputée avoir adopté l'information déposée et peut se voir poser des questions au sujet ce cette dernière.

Résumé

Introduction

En octobre 2000, l'Office a publié une Évaluation du marché de l'énergie (ÉME) intitulée *Les sables bitumineux du Canada : Perspectives de l'offre et du marché jusqu'en 2015*. Dans le contexte des analyses présentées dans le rapport produit en 2003, *L'avenir énergétique du Canada : Scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025* (rapport sur l'offre et la demande de l'ONÉ), l'Office a relevé un certain nombre de possibilités intéressantes, alliées à des contraintes de même envergure, au sujet des sables bitumineux. Par conséquent, il a décidé de produire un autre rapport, celui-là intitulé *Les sables bitumineux du Canada : Perspectives et défis jusqu'en 2015*.

Ce rapport vise essentiellement à présenter une évaluation objective de la situation qui prévaut actuellement dans l'industrie des sables bitumineux et à cerner les possibilités de croissance qui s'y offrent. En outre, il recense les principales questions et contraintes associées à une mise en valeur accrue, dont il traite dans l'espoir de pousser plus avant les échanges publics à ce sujet.

Les sables bitumineux du Canada constituent, à l'échelle mondiale, l'une des principales ressources en hydrocarbures. Cette ressource est connue depuis bien longtemps, mais son entrée en production ne remonte qu'à 1967. Depuis quelques années, les prix plus élevés de l'énergie, associés aux pas de géant effectués en matière de technologie, ont fait en sorte que la mise en valeur de cette ressource est de plus en plus rentable. Au plan économique, ses possibilités ont été reconnues sur la scène internationale. En 2004, la production tirée des sables bitumineux du Canada sera supérieure à 160 000 m³/j (1,0 Mb/j) et on prévoit que ces chiffres feront plus que doubler d'ici 2015. La croissance de la demande en pétrole à la grandeur de la planète indique que des marchés seront prêts à accueillir cette production en hausse provenant des sables bitumineux. Alors que l'industrie s'efforce de tirer avantage de cette situation, des obstacles d'importance doivent être surmontés, qu'il s'agisse notamment des prix beaucoup plus élevés du gaz naturel, des dépassements des coûts d'immobilisations ou des effets environnementaux.

Le diagramme ci-contre illustre quels sont les principaux facteurs qui auront une incidence sur le rythme de la mise en valeur des sables bitumineux.

Mise en valeur des sables bitumineux : Forces de poussée

Les sables bitumineux en Alberta sont gage d'occasions en or pour l'ensemble de la population canadienne, pouvant aider à assurer son avenir énergétique et contribuer à la croissance économique du pays. Une mise en valeur rentable de cette ressource nécessitera une ingénuité jamais démentie, une collaboration sans faille entre les intervenants de l'industrie et les organismes de réglementation, ainsi que le soutien du milieu commercial.

Le rapport s'appuie sur les grandes hypothèses suivantes :

- un prix de 24 $US (en dollars de 2003) le baril de pétrole brut West Texas Intermediate (WTI);
- un prix de 4,00 $US par Mbtu de gaz naturel (100 % du prix de l'équivalent énergétique en pétrole brut) à la bourse NYMEX;
- une différence entre les prix du pétrole brut lourd/léger (brut par comparativement au mélange Lloydminster) de 7 $US le baril;
- un dollar canadien valant 0,75 $US.

Il est possible d'affirmer qu'en gros, le rapport compte quatre composantes majeures :

- potentiel économique et mise en valeur des ressources disponibles;
- marchés et pipelines;
- impacts environnementaux et effets socio-économiques;
- retombées positives possibles dans les secteurs de l'électricité et des produits pétrochimiques.

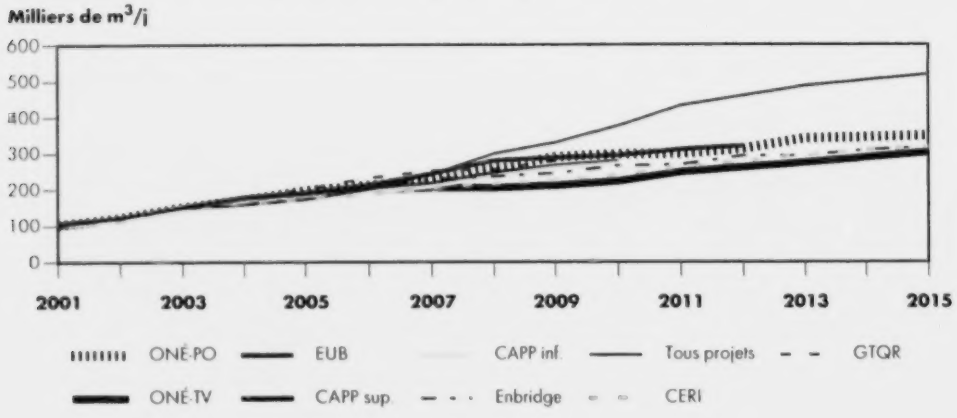
Constatations cruciales

Potentiel économique et mise en valeur des ressources disponibles

Selon l'Energy and Utilities Board de l'Alberta (EUB), le volume ultime en place de bitume naturel semble s'établir autour de 260 milliards de mètres cubes (1,6 billion de barils), dont une tranche de 11 % ou 28 milliards de mètres cubes (175 milliards de barils) récupérable compte tenu des conditions économiques qui prévalent à l'heure actuelle. Une conjoncture économique qui s'améliore sans cesse, dans la foulée des récentes hausses des prix du pétrole brut, est à l'origine de la reconnaissance, à l'échelle internationale, des vastes possibilités qu'offrent les sables bitumineux du Canada.

En se fondant sur les plans de mise en valeur prévus d'ici 2015 et qui ont fait l'objet d'annonces publiques, un montant supérieur à 60 milliards de dollars CAN pourrait être investi dans un large éventail de projets visant les sables bitumineux (quelque 20 milliards de dollars CAN ont été investis à ce jour dans des projets menés à terme). Les plans de mise en valeur ainsi annoncés comprennent plus de 60 entreprises d'exploitation, dont des projets de récupération in situ et d'extraction à ciel ouvert, ainsi que des installations de soutien et l'agrandissement de pipelines. Les prix du pétrole brut devant normalement continuer de fluctuer, il est peu probable que le montant intégral de 60 milliards de dollars CAN à investir dans divers projets le sera à l'intérieur des délais prévus. Le rythme de la mise en valeur des sables bitumineux sera fonction de la conjoncture du marché. Le graphique qui suit regroupe plusieurs courbes de projections, de l'industrie et du gouvernement, pour la production de pétrole brut synthétique et de bitume in situ. Tel que mentionné précédemment, la production d'environ 160 000 m^3/j (1,0 Mb/j) en 2004 devrait normalement plus que doubler d'ici 2015.

Projections de l'offre de pétrole brut synthétique et de bitume in situ



Le tableau ci-dessous donne une idée des coûts de l'offre et des frais d'exploitation pour diverses méthodes de récupération des sables bitumineux. Les coûts de l'offre pour l'extraction à ciel ouvert/la séparation et la valorisation devraient normalement décroître, au fil des améliorations technologiques et au rythme de l'expérience acquise par les exploitants. De la même façon, alors que des technologies relativement récentes comme la séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur (SGSIV) gagnent en maturité et que de nouvelles générations de processus in situ accèdent à la viabilité commerciale, il est prévu que le profil des coûts de l'offre in situ affichera des améliorations comparables. Les coûts d'immobilisations influent grandement sur les hypothèses économiques avancées pour les projets d'extraction à ciel ouvert/de séparation et de valorisation. À cette échelle, la mise en valeur de nombreux projets prenant bien des années à mener à terme et coûtant plusieurs milliards de dollars pèse lourdement. L'industrie cherche à adopter un éventail de stratégies qui lui permettront d'améliorer la gestion des projets de façon à éviter de futurs dépassements des coûts.

L'exploitation des sables bitumineux nécessite une utilisation intensive de gaz naturel. Les coûts de ce gaz peuvent représenter jusqu'à 50 % et même plus du total des frais d'exploitation dans un projet de récupération in situ par des méthodes thermiques. La production de gaz naturel tirée du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) devrait normalement se stabiliser tandis que la demande devrait aller croissante. Par ailleurs, les prix continueront de varier et l'utilisation de gaz naturel comme source principale de combustible deviendra moins attrayante parce que moins rentable. Dans

Coûts de l'offre et frais d'exploitation estimatifs selon la méthode de récupération

En $CAN (de 2003) par baril à la sortie de l'usine	**Type de brut**	**Frais d'exploitation**	**Coût de l'offre**
Production à froid - Wabasca, Seal	Bitume	De 4 à 7	De 10 à 14
Sables de production de pétrole lourd à froid (SPPLF) - Cold Lake	Bitume	De 6 à 9	De 12 à 16
Stimulation cyclique par la vapeur d'eau (SCV)	Bitume	De 8 à 14	De 13 à 19
Séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur (SGSIV)	Bitume	De 8 à 14	De 11 à 17
Extraction à ciel ouvert/séparation	Bitume	De 6 à 10	De 12 à 16
Exploitation minière intégrée/valorisation	Pétrole synthétique	De 12 à 18	De 22 à 28

cette optique, les sociétés cherchent à mettre au point des technologies novatrices conçues afin de réduire ou même d'éliminer le besoin de gaz naturel pour l'exploitation des sables bitumineux. Le processus de gazéification du bitume pour le projet de Long Lake envisagé par Nexen/OPTI et la capacité de passer d'un combustible à un autre dans le cadre du projet Firebag de Suncor en sont de très bons exemples. L'énergie nucléaire semble constituer une proposition économiquement viable, mais le grand public et l'industrie sont loin d'être gagnés à la cause.

Des technologies émergentes comme la séparation à la vapeur (VAPEX[MD]) et l'injection d'air verticale puis horizontale (IAVH) pourraient faire en sorte de grandement réduire, à l'étape de la production, l'intensité énergétique requise et les impacts environnementaux. Aussi, afin d'atténuer le degré d'exposition à l'écart léger/lourd et aux coûts croissants des diluants, l'ajout d'une certaine capacité de valorisation à des projets de récupération in situ est prévu.

Marchés et pipelines

Les résultats d'une vaste consultation menée auprès de l'industrie et la propre évaluation de l'Office à ce sujet laissent croire qu'il y aura des marchés en mesure d'accueillir une production accrue tirée des sables bitumineux.

Les producteurs présents dans la région des sables bitumineux du Canada font preuve de créativité lorsqu'il s'agit de trouver des débouchés pour une production de plus en plus grande. Sans respecter d'ordre particulier, les solutions adoptées à cet égard comprennent l'achat de raffineries, une production respectant des critères de qualité sur mesure en fonction d'exigences précises à ce niveau de la part d'un raffineur/acheteur, la valorisation du produit en un pétrole brut léger de qualité pouvant être vendu, la ratification de contrats d'association à long terme permettant aux raffineurs d'adapter leurs usines en fonction d'un brut d'une qualité précise tiré des sables bitumineux et la vérification de lots d'essai par les raffineurs de manière que ceux-ci puissent établir dans quelle mesure un brut particulier tiré des sables bitumineux peut s'adapter aux bruts disponibles. Il peut toutefois exister des périodes où des remises substantielles sont temporairement requises afin de pouvoir s'imposer sur un marché, nouveau ou existant. Le tableau qui suit décrit un scénario possible en vue de l'accès aux marchés dans le contexte d'une offre croissante provenant des sables bitumineux.

Marchés possibles pour la production tirée des sables bitumineux

Étapes	Marchés possibles	Calendrier	Production ajoutée (en m^3/j)
1	État de Washington, PADD IV, PADD II – région septentrionale et marchés intérieurs (faibles volumes)	2004 - 2008	65 000 - 80 000
2	PADD II – région orientale, PADD II – région méridionale, nouvelles unités de cokéfaction dans les PADD I, II ainsi que IV et Edmonton		
3	PADD III		
4	Californie, Extrême-Orient et Est du Canada	2009	65 000

Le rythme d'élargissement de la capacité des pipelines dépendra de la conjoncture du marché. L'industrie n'ajoutera pas à sa capacité en l'absence de toute certitude raisonnable au niveau de l'existence d'une offre et de marchés. Les producteurs chercheront à acheminer leur production jusqu'aux marchés les plus rentables et c'est dans cette direction que des pipelines seront construits ou se prolongeront. Le tableau qui suit présente une synthèse des plans d'agrandissement annoncés ou envisagés pour les pipelines réglementés par l'ONÉ.

Augmentations de la capacité annoncées ou envisagées[1] pour les pipelines réglementés par l'ONÉ

	Élargissement de la capacité(en m^3/j)	Date de réalisation prévue
Terasen (TMPL)	4 300	Septembre 2004
Express	17 600	Avril 2005
Terasen (TMPL TMX1)	15 900	Fin 2007 Milieu 2008
Terasen (TMPL TMX2)	15 900	Milieu 2008
Enbridge (canalisation principale)	À établir	2008 - 2010
Enbridge (Gateway)	63 600	D'ici 2009
Terasen (TMPL TMX3)	63 600	À établir
Overland (de surface) (de Hardisty jusqu'en Californie)	47 600	À établir

1 Tous les agrandissements sont assujettis à l'approbation de l'Office national de l'énergie.

Effets environnementaux et socio-économiques

Une certaine coordination commence à prendre forme pour l'étude des effets cumulatifs de la mise en valeur sur l'environnement. Les promoteurs de projets dans la région des sables bitumineux tirent avantage de nouvelles possibilités et de nouvelles technologies ainsi que de synergies au niveau de l'exploitation, cherchant ainsi à mieux protéger l'environnement et à être à l'origine de changements positifs dans les collectivités voisines.

Les avantages économiques associés à la mise en valeur des sables bitumineux sont considérables. Cependant, si la gestion laisse à désirer, une telle mise en valeur peut avoir des effets socio-économiques négatifs sur les collectivités autour des régions visées. Compte tenu d'occasions d'emploi plus nombreuses, une croissance soutenue de la population a imposé des contraintes sur l'infrastructure et les services locaux. Les intervenants ont fait preuve d'un dévouement hors du commun afin de préserver le bien-être collectif et rien n'indique que cette situation changera.

Retombées positives possibles dans les secteurs de l'électricité et des produits pétrochimiques

La cogénération de vapeur et d'électricité est source de synergies, dans le contexte de l'exploitation des sables bitumineux, en réduisant les coûts énergétiques et en améliorant la fiabilité de l'alimentation. En général, l'électricité produite au-delà des besoins pour un projet est vendue au pool d'achat albertain à un coût relativement faible. Par conséquent, l'électricité excédentaire peut arrondir les revenus des producteurs et constituer une source d'énergie peu coûteuse, pour consommation en Alberta ou à l'extérieur de cette province. Toutefois, à l'heure actuelle, la capacité de transport d'électricité à partir de la région de Fort McMurray est limitée. Le défi consiste à créer un milieu qui favorise la maximisation de la capacité de cogénération des producteurs.

L'industrie pétrochimique canadienne irradie à partir de l'Alberta et évolue principalement autour de l'éthane dérivé du gaz naturel. Depuis la fin des années 1990, en réaction à la stabilisation de la production de gaz naturel dans le BSOC et à l'accroissement de la demande, les prix du gaz naturel ainsi que, conséquemment, ceux de l'éthane, ont beaucoup augmenté. Le secteur pétrochimique albertain est maintenant confronté à une situation où les stocks de la charge d'alimentation que

constitue l'éthane sont restreints. Le processus de valorisation du bitume est à l'origine de dégagements gazeux à partir desquels il est possible d'extraire de l'éthane, de l'éthylène et d'autres hydrocarbures légers. Pour l'instant, la plus grande partie de cette charge d'alimentation éventuelle n'est nullement extraite et sert simplement de combustible dans le cadre des activités menées. Cependant, d'ici 2015, il se peut que les conditions commerciales évoluent de telle sorte que les énormes ressources de bitume disponibles en Alberta pourraient constituer une source substantielle fiable et à prix stable de charge d'alimentation pétrochimique.

INTRODUCTION

En octobre 2000, l'Office a publié une Évaluation du marché de l'énergie (ÉME) intitulée *Les sables bitumineux du Canada : Perspectives de l'offre et du marché jusqu'en 2015*. Dans le contexte des analyses présentées dans le rapport produit en 2003, *L'avenir énergétique du Canada : Scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025* (rapport de l'ONÉ sur l'offre et la demande d'énergie), l'Office a relevé un certain nombre de belles possibilités, alliées à des contraintes de même envergure, au sujet des sables bitumineux. Par conséquent, il a décidé de produire un autre rapport, celui-là intitulé *Les sables bitumineux du Canada : Perspectives et défis jusqu'en 2015*.

Les sables bitumineux du Canada constituent une ressource substantielle. Selon l'Energy and Utilities Board de l'Alberta (EUB), le volume ultime en place de bitume naturel semble s'établir autour de 260 milliards de mètres cubes (1,6 billion de barils), dont une tranche de 11 % ou 28 milliards de mètres cubes (175 milliards de barils) récupérable compte tenu des conditions économiques qui prévalent à l'heure actuelle.

En se fondant sur les plans de mise en valeur prévus d'ici 2015 et qui ont fait l'objet d'annonces publiques, un montant supérieur à 60 milliards de dollars CAN pourrait être investi dans un large éventail de projets visant les sables bitumineux (quelque 20 milliards de dollars CAN ont été investis à ce jour dans des projets menés à terme). Les plans de mise en valeur ainsi annoncés regroupent plus de 60 entreprises d'exploitation, dont des projets de récupération in situ et d'extraction à ciel ouvert dans les régions de sables bitumineux de l'Athabasca, Cold Lake et Peace River, ainsi que des installations de soutien et l'agrandissement de pipelines. Les prix du pétrole brut devant normalement continuer de fluctuer, il est peu probable que le montant intégral de 60 milliards de dollars CAN à investir dans divers projets le sera à l'intérieur des délais prévus. Le rythme de la mise en valeur des sables bitumineux sera fonction de la conjoncture du marché.

Au nombre des principales raisons expliquant le rythme rapide de la mise en valeur des sables bitumineux, il faut noter :

- la présence de marchés plus accessibles en raison du déclin de la production de pétrole classique en Amérique du Nord et d'une demande accrue;
- la diminution des coûts de l'offre, tant pour les projets in situ que pour les activités d'extraction à ciel ouvert, ainsi que les autres améliorations à prévoir découlant des innovations technologiques et de l'apprentissage opérationnel;
- les prix élevés récents du pétrole brut et des perspectives optimistes à ce niveau pour l'avenir.

Le rapport s'appuie sur les grandes hypothèses suivantes :

- un prix de 24 $US (en dollars de 2003) le baril de pétrole brut West Texas Intermediate (WTI);

- un prix de 4,00 $US par MBtu de gaz naturel (100 % du prix de l'équivalent énergétique en pétrole brut) à la bourse NYMEX;
- une différence entre les prix du pétrole brut lourd/léger (brut par comparativement au mélange Lloydminster) de 7 $US le baril;
- un dollar canadien valant 0,75 $US.

Les calculs estimatifs du coût de l'offre ont été effectués en tenant compte des incidences des prix du pétrole et du gaz naturel, des taux de change et d'autres composantes des coûts.

Il est possible d'affirmer qu'en gros, le rapport compte quatre composantes majeures :

- potentiel économique et mise en valeur des ressources disponibles;
- marchés et pipelines;
- effets environnementaux et effets socio-économiques;
- retombées positives possibles dans les secteurs de l'électricité et des produits pétrochimiques.

Ce rapport vise essentiellement à présenter une évaluation objective de la situation qui prévaut actuellement au niveau des sables bitumineux et à cerner les possibilités de croissance qui s'y offrent. En outre, il recense les principales questions et contraintes associées à une expansion accrue, dont il traite dans l'espoir de pousser plus avant les échanges publics à ce sujet.

Voici, en bref, ce que contient le rapport :

- Le chapitre 1 présente une introduction.
- Le chapitre 2 examine l'ampleur des ressources disponibles et des réserves jugées récupérables de façon rentable;
- Le chapitre 3 traite des coûts de l'offre et des diverses méthodes de récupération et de valorisation du bitume.
- Le chapitre 4 propose des projections de l'offre jusqu'en 2015 pour le pétrole brut synthétique et le bitume.
- Le chapitre 5 se concentre sur le potentiel commercial d'un approvisionnement en hausse.
- Le chapitre 6 se penche sur le réseau de pipelines en place et sur les projets d'expansion en vue du transport de l'offre supplémentaire prévue jusqu'aux marchés.
- Le chapitre 7 définit, pour les activités touchant les sables bitumineux, les effets environnementaux sur les eaux, les sols et la qualité de l'air en plus d'aborder la question des effets socio-économiques.
- Le chapitre 8 passe en revue l'importance des prix du gaz naturel lorsqu'il s'agit d'établir les coûts de l'offre pour les sables bitumineux.
- Les chapitres 9 et 10 font état des possibilités et des contraintes, associées à la mise en valeur future des sables bitumineux, respectivement pour les secteurs de l'électricité et des produits pétrochimiques.
- Le chapitre 11 donne un aperçu des principales technologies émergentes qui pourraient avoir d'importantes répercussions sur les coûts de l'offre futurs.

RESSOURCES DE SABLES BITUMINEUX

2.1 Introduction

Les gisements de sables bitumineux du Canada renferment de vastes quantités de bitume naturel (bitume). Les travaux d'exploration ainsi que de mise en valeur qui y ont été menés depuis de nombreuses années ont permis de bien les délinéer et de les définir avec précision. Les promoteurs de projets dans la région se trouvent ainsi dans une position privilégiée car les risques d'exploration sont faibles, les possibilités de production peuvent s'étendre sur 30 ou 40 ans à une cadence soutenue et des agrandissements en plusieurs étapes sont possibles.

Ce chapitre présente brièvement l'emplacement des ressources de sables bitumineux du Canada, leur amplitude et leurs caractéristiques.

2.2 Ressources de bitume

Les ressources de bitume du Canada se trouvent presque toutes dans la province de l'Alberta. L'exception à cette règle touche les petits gisements de sables bitumineux de l'île Melville, dans la région de l'archipel arctique canadien, ainsi que les légères traces de schiste bitumineux sur le périmètre oriental du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC). Les gisements de sables bitumineux en Alberta, en fonction de leur composition géologique, de leur emplacement géographique et de leur teneur en bitume, sont répartis entre les régions de sables bitumineux de Peace River, de l'Athabasca et de Cold Lake (figure 2.1). Les gisements de bitume dans ces trois régions

FIGURE 2.1

Régions de sables bitumineux

se trouvent dans des formations sablonneuses et de roches sédimentaires carbonatées qui, ensemble, couvrent une superficie d'environ six millions d'hectares (ha), soit une région qui se compare, compte tenu de sa superficie, à la province du Nouveau-Brunswick, au territoire écossais ou à l'Irlande.

L'ONÉ fait siennes les estimations des ressources de bitume publiées par l'Energy and Utilities Board de l'Alberta (EUB). L'EUB estime le volume initial en place, compte tenu des données dont elle dispose à l'heure actuelle, à 259,2 milliards de mètres cubes (1,6 billion de barils). Elle estime en outre le volume ultime en place, c'est-à-dire celui devant normalement avoir été trouvé au terme de toutes les activités d'exploration et de mise en valeur menées, à 400 milliards de mètres cubes (2,5 billions de barils). De ce total, 22 milliards de mètres cubes (140 milliards de barils) sont jugés propres à l'extraction à ciel ouvert tandis que le reste, soit 378 milliards de mètres cubes (2,4 billions de barils), nécessiterait le recours à des méthodes de récupération in situ ou à des technologies d'exploitation souterraine. La distinction faite entre extraction à ciel ouvert et récupération in situ se fonde sur l'épaisseur des matières en surface constituant le mort-terrain qui recouvre le gisement de bitume, l'extraction à ciel ouvert se limitant habituellement aux régions où cette épaisseur ne dépasse pas 75 mètres. Sur le volume ultime en place, une tranche de 12 % représentant quelque 50 milliards de mètres cubes (315 milliards de barils) est considérée être récupérable. L'estimation des réserves établies initiales de bitume tient compte de la technologie actuelle ainsi que des conditions économiques qui prévalent et qui sont anticipées. Ces réserves sont estimées à 28,3 milliards de mètres cubes (178 milliards de barils), dont 5,6 milliards de mètres cubes (35 milliards de barils) peuvent être extraits à ciel ouvert et 22,7 milliards de mètres cubes (143 milliards de barils) tombent dans la catégorie de la récupération in situ.

Le tableau 2.1 présente une synthèse des estimations des ressources et des réserves.

2.3 Ressources mondiales de pétrole et de bitume

Au début de 2003, la revue Oil & Gas Journal et le cabinet Cambridge Energy Research Associates ont, pour la première fois, tenu compte des estimations de réserves établies de bitume produites par l'EUB dans leur énumération des réserves mondiales de pétrole. Dans la liste ainsi constituée, le Canada vient au deuxième rang (figure 2.2). D'autres groupes prétendent que la méthodologie d'évaluation adoptée par l'EUB n'est pas suffisamment rigoureuse et ne respecte pas la définition stricte de réserves, étant donné que des immobilisations de taille sont requises au niveau des

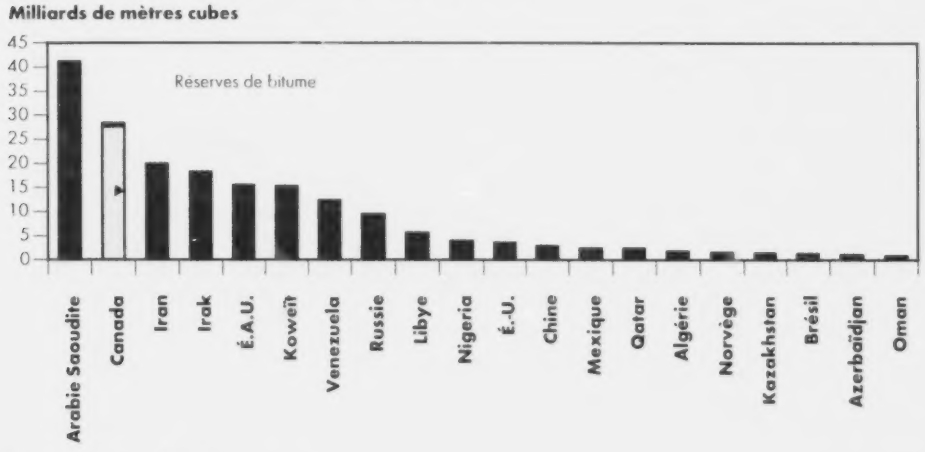
TABLEAU 2.1

Ressources de bitume

(en milliards de m)	Volume ultime en place	Volume initial en place	Volume ultime récupérable	Réserves établies initiales	Production cumulative	Réserves établies restantes
Extraction à ciel ouvert						
Athabasca	22,0	18,0	11,0	5,6	0,4	5,2
Récupération in situ						
Athabasca	s.o.	188,8	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
Cold Lake	s.o.	31,9	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
Peace River	s.o.	20,5	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
Total partiel	378,0	241,2	39,0	22,7	0,2	22,5
Total	**400,0**	**259, 2**	**50,0**	**28,3**	**0,6**	**27,7**

Source : EUB

Réserves mondiales de pétrole – Les 20 grands



Source : Oil & Gas Journal

installations en vue de la mise en valeur des ressources. Ils seraient toutefois prêts à reconnaître ces réserves au cas par cas, une fois les installations mises en place pour le projet et après avoir démontré que les activités menées dans un tel cadre sont fructueuses. Quoi qu'il en soit, il est difficile de produire une image réaliste des possibilités associées à une mise en valeur rentable des ressources de sables bitumineux en se limitant à la définition plus restrictive.

Les ressources de bitume qui se trouvent dans les sables bitumineux en Alberta constituent, à l'échelle mondiale, l'un des principaux gisements connus d'hydrocarbures liquides. Même si les estimations actuelles du volume ultime récupérable ne représentent que 12 % du volume estimatif de bitume en place, ce pourcentage pourrait augmenter considérablement selon les progrès réalisés au niveau des techniques de récupération. Les réserves établies initiales, estimées à 28,3 milliards de mètres cubes (178 milliards de barils), permettraient de répondre à la demande intérieure totale en pétrole brut pendant environ 250 ans si les taux actuels devaient se maintenir.

Les gisements de la ceinture de l'Orénoque, au Venezuela, renferment eux aussi d'immenses ressources d'hydrocarbures, qu'on désigne habituellement sous le nom de pétrole brut lourd ou extra-lourd (masse volumique supérieure à 1 000 kg/m^3) plutôt que de bitume naturel. Il est estimé que ces gisements contiennent 300 milliards de mètres cubes (1,9 billion de barils) de pétrole en place, des réserves ultimes récupérables de 43,2 milliards de mètres cubes (272 milliards de barils)[1] et des réserves prouvées de 12,3 milliards de mètres cubes (77,8 milliards de barils).

Les ressources en hydrocarbures non classiques du Canada ainsi que du Venezuela regroupent une grande partie des ressources pétrolières restantes à l'échelle mondiale et seront toujours plus convoitées à l'avenir.

1 7e congrès international de l'UNITAR sur le brut lourd et les sables bitumineux.

2.4 Caractéristiques des sables bitumineux et du bitume

Les gisements de sables bitumineux se composent essentiellement de sable quartzeux, de silt et d'argile, d'eau et de bitume, auxquels se greffent de faibles quantités d'autres minéraux comme le titane, le zirconium, la tourmaline et la pyrite[2]. Même si les proportions peuvent varier considérablement, une composition type est :

- de 75 % à 80 % de matières inorganiques formées à 90 % de sable quartzeux;
- de 3 % à 5 % d'eau;
- de 10 % à 12 % de bitume, dont le degré de saturation peut varier entre 0 % et 18 % en poids.

Les sables bitumineux sont habituellement des sables non consolidés assez friables qui s'émiettent aisément sous la main.

Le bitume des sables bitumineux présente une masse volumique élevée, une très forte viscosité et une teneur marquée en métaux ainsi qu'une nette prédominance des molécules de carbone sur les molécules d'hydrogène comparativement aux pétroles bruts classiques. D'une masse volumique variant entre 970 et 1 015 kg/m^3 (densité de 8 à 14 °API) tandis que sa viscosité, à température ambiante, est généralement supérieure à 50 000 centipoises, le bitume est une substance épaisse noire ressemblant au goudron qui s'écoule extrêmement lentement.

Le bitume renferme peu d'hydrogène en comparaison avec les pétroles bruts types, dont la teneur en hydrogène s'établit autour de 14 %. Par conséquent, afin de transformer le bitume extrait en une charge d'alimentation pouvant être traitée dans des raffineries classiques, il faut d'abord procéder à sa valorisation grâce à l'ajout d'hydrogène ou au retrait de carbone. Afin de transporter le bitume jusqu'à des raffineries en mesure de le traiter, il faut le fluidifier au moyen d'un diluant, habituellement du condensat, dont l'ajout permet d'abaisser viscosité et la masse volumique de manière à respecter les spécifications des pipeliniers.

2.5 Conclusion

Les sables bitumineux en Alberta renferment, dans leur ensemble, de vastes réserves de bitume qui constituent, à l'échelle mondiale, l'un des principaux gisements connus d'hydrocarbures. Les réserves établies sont estimées à 28,3 milliards de mètres cubes (178 milliards de barils) et ne le cèdent qu'à celles de l'Arabie Saoudite, un fait reconnu pour la première fois en 2003 par la revue *Oil & Gas Journal* et le cabinet Cambridge Energy Research Associates.

Les gisements de sables bitumineux se composent essentiellement de sable quartzeux, de silt et d'argile, d'eau et de bitume dans une proportion de 10 % à 12 %, une composante très lourde et visqueuse, qui ressemble à du goudron et qui renferme peu d'hydrogène. Le transport de cette matière nécessite de la mélanger à un diluant et il faut en outre la valoriser afin d'en faire une charge d'alimentation pouvant servir les raffineries classiques.

2 Pour un examen plus en profondeur du cadre géologique et des caractéristiques des sables bitumineux, du bitume et des gisements, il est de mise de consulter le rapport précédent de l'Office intitulé *Les sables bitumineux du Canada : Perspectives de l'offre et du marché jusqu'en 2015* sur le site www.neb-one.gc.ca.

Références

Energy and Utilities Board de l'Alberta (EUB). *Alberta's Reserves 2002 and Supply/Demand Outlook 2003-2012*. (Série statistique 2003-98). Calgary (Alberta), EUB, 2003.

Layrisse, Ignacio - PDVSA-FAJA et Jesus Chacin - PDVSA-INTEVEP. *The Impact of Technology on the Exploitation of the Orinoco Belt: Results and Future Trends*. 7e congrès international de l'UNITAR sur le brut lourd et les sables bitumineux. Beijing (Chine), du 27 au 30 octobre 1998.

Worldwide Look at Reserves and Production. Oil & Gas Journal, 22 décembre 2003.

Lectures complémentaires

Office national de l'énergie (ONÉ). *Les sables bitumineux du Canada : Perspectives de l'offre et du marché jusqu'en 2015*. Calgary (Alberta), ONÉ, octobre 2000.

COÛTS DE L'OFFRE

3.1 Introduction

Les coûts de l'offre constituent un facteur de taille lorsqu'il s'agit d'établir le potentiel économique des ressources de sables bitumineux du Canada. Depuis le début de la commercialisation des sables bitumineux par la Great Canadian Oil Sands Company en 1967, les coûts de l'offre ont chuté, ce qui a contribué à une mise en valeur accrue de la ressource. Il existe aujourd'hui une industrie féconde où des projets d'une valeur de milliards de dollars sont envisagés. Cela ne signifie pas pour autant que tous les obstacles ont été surmontés, notamment l'augmentation des prix du gaz naturel, les coûts liés au respect de normes environnementales en pleine évolution ou les dépassements substantiels des coûts d'immobilisations.

Le tableau 3.1 donne un aperçu des coûts de l'offre et des frais d'exploitation actuels pour les principales méthodes de récupération des sables bitumineux. Il est juste de dire qu'en général, les frais d'exploitation reflètent les sorties de fonds liées aux activités tandis que les coûts de l'offre comprennent tous les coûts associés à la production, dont les frais d'exploitation, les coûts d'immobilisations, les impôts, les redevances et un certain taux de rendement du capital investi. Comparativement au rapport précédent de l'Office, *Les sables bitumineux du Canada : Perspectives de l'offre et du marché jusqu'en 2015*, publié en octobre 2000, certains des coûts précisés dans le tableau sont beaucoup plus élevés. Ces hausses sont principalement attribuables aux prix accrus du gaz naturel et à l'augmentation des coûts d'immobilisations pour les travaux de construction à effectuer dans le cadre des projets envisagés.

Dans le présent rapport, par « exploitation minière intégrée » il faut entendre les activités d'extraction à ciel ouvert/de séparation et de valorisation, tandis que par « extraction à ciel ouvert/séparation » il faut entendre les projets qui ne comprennent pas d'usine de valorisation des

TABLEAU 3.1

Coûts de l'offre et frais d'exploitation estimatifs selon la méthode de récupération

En $CAN (de 2003) par baril à la sortie de l'usine	**Type de brut**	**Frais d'exploitation**	**Coût de l'offre**
Production à froid - Wabasca, Seal	Bitume	De 4 à 7	De 10 à 14
Sables de production de pétrole lourd à froid (SPPLF) - Cold Lake	Bitume	De 6 à 9	De 12 à 16
Stimulation cyclique par la vapeur d'eau (SCV)	Bitume	De 8 à 14	De 13 à 19
Séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur (SGSIV)	Bitume	De 8 à 14	De 11 à 17
Extraction à ciel ouvert/séparation	Bitume	De 6 à 10	De 12 à 16
Exploitation minière intégrée/valorisation	Pétrole synthétique	De 12 à 18	De 22 à 28

sables bitumineux sur place. Par « in situ » il faut entendre l'exploitation sur place, notamment les activités de récupération du bitume à froid (non thermique).

3.2 Méthodologie

3.2.1 Méthodologie du coût de l'offre

Les coûts de l'offre sont exprimés dans le contexte d'un cycle complet, qui comprend tous les coûts associés à l'exploration, à la mise en valeur et à la production. Ils regroupent les coûts d'immobilisations, les frais d'exploitation, les impôts, les redevances et un taux de rendement réel au producteur de 10 % (taux nominal de 12 %). Les coûts de l'offre ne tiennent pas compte des coûts devant être supportés par la société en rapport avec des effets environnementaux non atténués. Dans le présent document, les coûts de l'offre sont exprimés en dollars canadiens (réels de 2003) par baril, à moins d'indications contraires.

Les estimations des coûts de l'offre sont fondées sur la propre analyse de l'Office, les plans de mise en valeur annoncés dans le cadre de projets d'extraction à ciel ouvert et de récupération in situ, la consultation d'ouvrages spécialisés et des discussions avec des représentants de l'industrie. Ces coûts sont précisés sous forme d'une fourchette tenant compte de variables comme la qualité des gisements, la profondeur à laquelle se trouve la formation à exploiter, l'envergure du projet, la méthode de récupération et les paramètres opérationnels.

3.2.2 Méthodologie d'évaluation économique de projets

Il appert que l'augmentation de l'offre pour les sables bitumineux d'ici 2015 dérivera principalement de la mise en valeur de ceux dans la région de l'Athabasca, au moyen de méthodes d'extraction à ciel ouvert et de séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur (SGSIV). Afin de favoriser une meilleure compréhension des facteurs qui décident de la viabilité économique au niveau de la mise en valeur des sables bitumineux, l'Office a évalué, sous une telle optique, des projets représentatifs prévoyant le recours aux grandes méthodes de récupération énoncées.

Un modèle de la valeur actualisée des flux de trésorerie a servi à mener les évaluations économiques des projets précités. Le coût de l'offre ainsi obtenu représente le prix du pétrole brut en dollars constants qui est requis, pendant la durée de vie du projet, de manière à pouvoir obtenir un taux de rendement précis du capital investi et défrayer tous les coûts, à l'exception des frais d'acquisition des terrains, qui peuvent varier grandement. Le rapport du Canadian Energy Research Institute (CERI) intitulé *Oil Sands Supply Outlook: Potential Supply and Costs of Crude Bitumen and Synthetic Crude Oil in Canada 2003-2017* a beaucoup été consulté. Le modèle utilisé par le CERI est semblable à celui adopté pour le présent rapport. Cependant, il existe des différences, aux chapitres des hypothèses prospectives et de l'échelle des projets, qui contribuent aux écarts entre les estimations de coût de l'offre produites.

Chacun des projets a été évalué de façon autonome. En réalité, certaines sociétés exposées à une imposition intégrale pourraient bénéficier du transfert de pertes fiscales. Dans de tels cas, les coûts de l'offre seraient quelque peu réduits. Un prix de 24 $US (32 $CAN) le baril (en dollars de 2003) pour le pétrole brut WTI à Cushing (Oklahoma) et un prix de 4,00 $US (5,33 $CAN) par MBtu (en dollars de 2003) pour le gaz naturel à la bourse NYMEX ont servi aux fins d'analyse. Un taux d'actualisation de 12 % a été utilisé. Ce taux est un peu plus élevé que les coûts d'immobilisations estimatifs pour l'industrie du pétrole et du gaz naturel. Il vise à refléter certaines des incertitudes supplémentaires à l'égard de la mise en valeur des sables bitumineux et à tenir compte de l'ampleur de

l'investissement requis. Des améliorations substantielles ont régulièrement été enregistrées au chapitre des frais d'exploitation et puisque l'industrie des sables bitumineux du Canada n'est pas encore arrivée à maturité, de nouvelles réductions de coûts sont prévues. Sous ce rapport, il a été tenu compte d'améliorations futures des frais d'exploitation au moment des évaluations économiques de projets, tant pour l'extraction à ciel ouvert que la SGSIV. Les hypothèses économiques et commerciales sont présentées à l'annexe 1, tandis que les principales conventions de modélisation le sont aux annexes 2 et 3.

Les estimations du coût de l'offre pour la SGSIV, pour l'extraction à ciel ouvert/la séparation et pour l'exploitation minière intégrée/la valorisation présentées au tableau 3.1 ne peuvent être comparées directement aux résultats des évaluations économiques de projets, aux sections 3.3 et 3.4. Alors que le tableau 3.1 présente un aperçu des coûts de l'offre actuels, ceux obtenus grâce aux modèles d'évaluation économique de projets présentent le prix requis en dollars constants sur la durée de vie du projet. Dans ces modèles, les coûts pour les premières années d'exploitation sont plus élevés que ceux prévus en fin de projet. Qui plus est, les estimations présentées pour la SGSIV et l'extraction à ciel ouvert/la séparation au tableau 3.1 le sont par baril de bitume, ce qui diffère des résultats du modèle de coût de l'offre, aux sections 3.3 et 3.4, découlant d'estimations pour le bitume fluidifié à la sortie de l'usine.

3.3 Extraction à ciel ouvert des sables bitumineux

3.3.1 Introduction

Les deux premiers projets d'extraction à ciel ouvert intégrés, celui de la Great Canadian Oil Sands Company (maintenant Suncor) entré en exploitation en 1967 et celui de Syncrude, qui a vu le jour en 1978, ont connu des problèmes au moment de la mise en service. Il a fallu plusieurs années d'activité pour en arriver à une production raisonnablement stable. Au début, on a estimé les coûts de l'offre à au moins 35 $ le baril (en dollars de l'époque). Des réductions substantielles des coûts ont été réalisées grâce à l'amélioration constante des processus, attribuable en particulier à deux grandes innovations apportées pendant les années 1990. En premier lieu, les pelles à benne traînante ou appareils de reprise à roues à godets ont été remplacés par des pelles mécaniques et des camions économes d'énergie, à la faveur d'une polyvalence accrue et d'une plus grande robustesse. Ensuite, des systèmes d'hydrotransport ont fait leur apparition afin de remplacer les bandes transporteuses qui servaient à acheminer les sables bitumineux jusqu'à l'usine de traitement. À l'heure actuelle, une grande attention est accordée au maintien d'une production stable en réduisant au minimum les travaux d'entretien non prévus qui ont pour effet de beaucoup diminuer la capacité de production et de hausser les frais d'exploitation.

Depuis 1997, les frais d'exploitation, à Suncor comme à Syncrude, se sont généralement situés à l'intérieur de la fourchette de 12 $ à 18 $ le baril, les écarts étant surtout attribuables aux variations des prix du gaz naturel, aux frais de révision et d'entretien, prévus ou non, ainsi qu'aux coûts de démarrage de projets dans le contexte des agrandissements effectués. Au moment de mettre sous presse, le projet d'exploitation des sables bitumineux de l'Athabasca (PESBA), une coentreprise de Shell Canada Limitée (Shell), Western Oil Sands Inc. et Chevron Canada Limited, n'avait pas encore atteint la stabilité souhaitée. Il est possible d'abaisser les frais d'exploitation, pour l'extraction minière intégrée et la valorisation, sous la barre des 10 $ le baril avant la fin de la période sur laquelle porte le présent rapport.

Les coûts d'immobilisations peuvent varier grandement selon la technologie choisie et la qualité de pétrole brut synthétique (PBS) visée par le projet. De tels écarts empêchent toute comparaison utile

entre les projets qui se fonderait uniquement sur les coûts précités. En outre, du fait des différences au niveau des calendriers de construction, il faudrait également tenir compte des incidences de l'inflation. L'efficacité en matière de gestion de projet peut elle aussi avoir d'importantes répercussions sur les coûts d'immobilisations. L'industrie prend toujours davantage conscience de l'importance de bien gérer ces coûts, qui atteignent des milliards de dollars. Le tableau 3.2 propose une analyse de synthèse des coûts par baril pour les quatre principaux projets d'exploitation minière intégrée prévus ou en cours.

Exploitation minière intégrée : Coûts d'immobilisations des projets

Projet	Bitume (en b/j)	PBS (en b/j)	Immobilisations (en millions de dollars)	Coût unitaire (en $/b PBS/j)	Principale technologie de valorisation
Millennium de Suncor (1998 - 2001)	130 000	110 000	3 400*	30 909	Cokéfaction différée
Syncrude - 3e étape (2000 - 2006)	125 600	112 000	7 800**	69 643	Cokéfaction fluidifiée
Projet d'exploitation des sables bitumineux de l'Athabasca (PESBA) (1999 - 2003)	161 290	153 225	5 700	37 200	LC-Fining
Horizon de CNRL (2004 - 2011)	270 000	232 000	8 500	36 210	Cokéfaction différée

* À l'exclusion des coûts de tiers liés à la cogénération.

** Comprend le capital affecté à l'amélioration de l'usine en place et de la qualité de la production.

Le projet Millennium de Suncor Energy (Suncor) et le PESBA, respectivement menés à terme en 2001 et 2003, ont connu, au niveau des coûts d'immobilisations, des augmentations de plus de 60 % par rapport aux estimations d'origine, tandis que le budget adopté en vue de la 3e étape de l'agrandissement de Syncrude Canada Ltd (Syncrude) a lui aussi été dépassé de beaucoup. La raison première de telles augmentations est une productivité moindre de la main-d'œuvre compte tenu du chevauchement des calendriers de construction, à l'origine d'une situation particulièrement astreignante sur un bassin limité de gens de métier compétents. Un autre facteur non négligeable est la portée et la complexité phénoménales de ces projets, gage de contraintes particulières au chapitre de leur gestion. Les récentes estimations des coûts d'immobilisations pour les projets d'extraction à ciel ouvert prévus sont considérées être plus précises, du fait que planificateurs et évaluateurs de projets ont appris des expériences de Millennium, du PESBA et de la 3e étape de l'agrandissement de Syncrude.

L'industrie a adopté plusieurs stratégies visant à favoriser le respect des budgets d'immobilisations et des calendriers de construction :

- meilleure gestion de projet grâce à des contrôles plus stricts;
- partenariats en éducation avec le gouvernement afin de mieux préparer la main-d'œuvre aux futures possibilités d'emplois dans l'industrie des sables bitumineux;
- travaux d'ingénierie menés à terme plus tôt et plus grande modularité des éléments de construction en vue d'une productivité accrue de la main-d'œuvre;
- meilleures pratiques de gestion des matériaux qui aideront à éviter les retards sur les chantiers.

Les coûts de l'offre actuels pour les projets d'exploitation minière intégrée et de valorisation sont estimés, par baril pour le PBS, à entre 22 $ et 28 $. Pour le moment, tous les projets déjà entrepris de séparation et d'extraction à ciel ouvert des sables bitumineux prévoient une valorisation sur place. Toutefois, le projet Fort Hills de True North (reporté indéfiniment) et celui de la mine du ruisseau Joslyn de Deer Creek ont été conçus sans valorisation sur place. Les coûts de l'offre pour l'extraction à ciel ouvert/la séparation sans valorisation sont estimés, par baril de bitume, à entre 12 $ et 16 $.

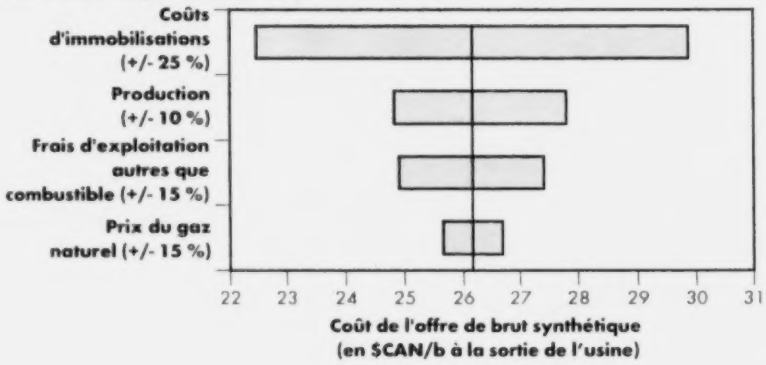
Les sections 3.3.2 et 3.3.3 présentent, respectivement, des évaluations économiques pour des projets d'exploitation minière intégrée ainsi que d'extraction à ciel ouvert et de séparation dans la région de l'Athabasca. On y traite aussi des principales composantes des frais d'exploitation et d'obstacles particuliers que l'industrie doit surmonter.

3.3.2 *Évaluation économique de projets - Exploitation minière intégrée/séparation et valorisation*

Il y a eu évaluation économique d'un projet d'exploitation avec extraction à ciel ouvert/séparation et valorisation d'une capacité de 31 700 m³/j (200 kb/j). Ce modèle cherchait à émuler un projet entièrement nouveau qui aurait été mis en chantier en 2004 et serait entré en production en 2008. Le projet d'extraction à ciel ouvert ainsi envisagé vise à produire du PBS d'une densité de 36 °API et d'une teneur en soufre de 0,015 %, soit de valeur présumée et de qualité semblables à celles du pétrole léger classique. Les résultats du modèle indiquent un coût de l'offre pour le PBS à la sortie de l'usine d'environ 26 $ le baril.

FIGURE 3.1

Sensibilités du coût de l'offre : Projet d'extraction à ciel ouvert/de séparation et de valorisation dans la région de l'Athabasca pour 200 kb/j



La figure 3.1 illustre les résultats d'une analyse de sensibilité à l'égard des facteurs à l'origine des plus grandes variations au niveau du coût de l'offre pour le PBS. Les coûts d'immobilisations influent grandement sur le coût de l'offre pour le PBS produit par extraction à ciel ouvert. Une modification de 25 % des coûts d'immobilisations fait varier le coût de l'offre par baril d'un montant estimatif de 3,70 $. Une diminution de 10 % de la production, en fonction d'une capacité donnée, entraîne une augmentation du coût de l'offre de l'ordre de 1,50 $ le baril.

Le coût de l'offre varie également en fonction de frais d'exploitation non associés au combustible, lesquels comprennent notamment l'énergie acquise, l'administration, les charges liées à l'environnement et d'autres coûts directs. Les installations de cogénération sur place permettent de moins exposer l'entreprise aux variations des prix de l'électricité puisque l'énergie alors requise de l'extérieur est habituellement minimale. L'adoption de règlements environnementaux plus rigoureux peut avoir une incidence sur les coûts de l'offre. Toutefois, l'analyse préliminaire effectuée par Suncor

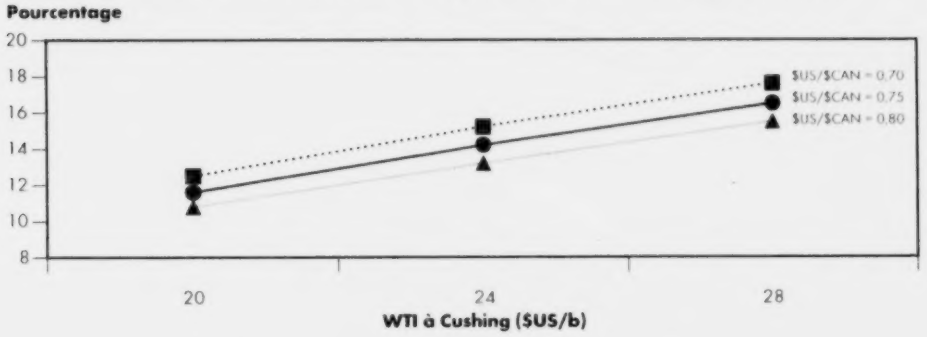
sur les répercussions du Protocole de Kyoto jusqu'en 2012 prévoit que l'accroissement du coût de l'offre en découlant sera gérable et s'établira aux alentours de 0,20 $ à 0,27 $ le baril.

Les projets d'exploitation minière intégrée ont recours à du gaz naturel afin de produire de l'énergie thermique et électrique, ainsi que de l'hydrogène pour l'hydrotraitement dans le cadre du processus de valorisation. L'exploitation en question produit et achète du gaz naturel. Dans le contexte de la technologie de valorisation la plus courante, soit le procédé de cokéfaction, l'usine est en mesure de produire elle-même 35 % du gaz naturel requis tandis que la tranche restante de 65 % doit faire l'objet d'achats à l'extérieur. La quantité de gaz naturel devant ainsi être achetée est considérable alors qu'il en faut environ 0,75 Mpi³ pour produire un baril de PBS. Une modification de 15 % du prix du gaz naturel fait varier d'environ 0,50 $ le coût de l'offre par baril de PBS.

Le rendement économique d'un projet d'exploitation minière intégrée dépend aussi grandement des conditions qui prévalent sur le marché, notamment du prix du pétrole sur la scène mondiale ainsi que du taux de change en vigueur entre le Canada et les États-Unis. La figure 3.2 illustre le rendement économique d'un projet d'exploitation minière intégrée pour diverses combinaisons de prix du pétrole et de taux de change.

FIGURE 3.2

Taux de rendement nominal après impôts : Projet d'extraction à ciel ouvert/de séparation et de valorisation dans la région de l'Athabasca pour 200 kb/j



Le taux de change a des incidences sur le rendement, principalement du fait que les prix du pétrole sont pour un baril de WTI, en dollars américains, alors que dans la majorité des cas, les coûts acquittés le sont en dollars canadiens. Par conséquent, un dollar canadien prenant de la valeur pousse vers le bas les revenus nets. Les producteurs auront habituellement recours à des instruments financiers permettant d'atténuer les risques en ce qui a trait aux prix du pétrole brut sur le marché et au taux de change. Par ailleurs, certaines sociétés peuvent présenter sur leur bilan une dette d'un montant important en dollars américains, laquelle dette devient moins lourde sous l'effet d'un dollar canadien qui prend de la valeur. Aussi, les biens d'équipement importés des É.-U. sont moins coûteux en présence d'un dollar canadien plus fort. Cependant, dans l'ensemble, un dollar canadien qui s'affirme à l'endroit du dollar américain, comme ce fut le cas en 2003, sera à l'origine d'un taux de rendement moindre.

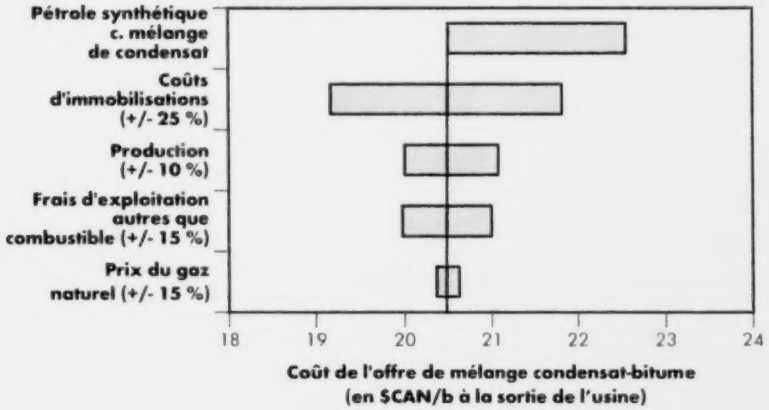
Lorsque le prix du baril de WTI se situe à 24 $US, le taux de rendement estimatif pour un projet d'exploitation minière intégrée devrait se situer autour de 13 à 16 %, ce que les sociétés, dans la plupart des cas, considèrent comme suffisant compte tenu du risque et des coûts d'immobilisations.

3.3.3 *Évaluation économique de projets - Extraction à ciel ouvert/séparation*

Il y a eu évaluation économique pour un projet d'extraction à ciel ouvert/de séparation sans valorisation d'une capacité de 15 900 m³/j (100 kb/j). Plutôt que, comme dans le cas précédent, valoriser le bitume extrait, du condensat est utilisé pour le fluidifier et en permettre le transport par pipeline à des fins de commercialisation. Ce projet devrait normalement produire un mélange condensat-bitume (DilBit) d'une densité de 21,5 °API et d'une teneur en soufre de 3,3 %, semblable en qualité au mélange Lloydminster. Ce dernier est un point de comparaison valable pour les prix du mélange DilBit. L'écart (la différence entre le prix du pétrole brut léger non corrosif à Edmonton et celui du mélange Lloydminster à Hardisty) dont il est tenu compte est de 7 $US le baril, en fonction d'un prix du baril de pétrole WTI de 24 $US. Les résultats du modèle indiquent un coût de l'offre pour le mélange DilBit à la sortie de l'usine d'environ 20,50 $ le baril. La figure 3.3 illustre les résultats d'une analyse de sensibilité à l'égard des facteurs à l'origine des plus grandes variations au niveau du coût de l'offre.

FIGURE 3.3

Sensibilités du coût de l'offre : Projet d'extraction à ciel ouvert/de séparation dans la région de l'Athabasca pour 100 kb/j



Comme dans le cas du PBS, les coûts d'immobilisations influent grandement sur le coût de l'offre pour le mélange DilBit produit par extraction à ciel ouvert. Une modification de 25 % de ces coûts fait varier celui de l'offre d'environ 1,50 $ le baril. Une production inférieure de 10 % à la capacité nominale entraîne une augmentation du coût de l'offre d'approximativement 0,55 $ le baril. La consommation de gaz naturel étant réduite considérablement en l'absence de valorisation, pour le mélange DilBit, la sensibilité du coût de l'offre aux prix de ce gaz est elle aussi moindre.

La croissance de l'offre de bitume non valorisé fera augmenter la demande de diluant, qui est requis afin de faciliter le transport par pipeline jusqu'aux marchés. En ce qui a trait aux diluants classiques (comme le condensat), l'Office prévoit une faible hausse de l'offre jusqu'en 2015, tandis que la demande, compte tenu des conditions opérationnelles actuelles, devrait normalement augmenter d'environ 50 000 m³/j (315 kb/j). L'offre pourrait être accrue en dirigeant le condensat servant à d'autres fins vers une utilisation comme diluant, mais la plus grande partie de l'écart devra être comblée en faisant appel à des substituts. Il existe maintes possibilités à cet égard, y compris le pétrole léger classique et le naphte, produits en raffinerie. Cependant, la solution la mieux adaptée est celle du PBS en raison de sa disponibilité.

Le tableau 3.3 compare le PBS au condensat à titre d'agent fluidifiant du bitume, dans le contexte d'un prix de 24 $US le baril de pétrole WTI et d'un taux de change de 0,75 $US pour un dollar canadien. En général, le PBS est un peu moins coûteux que le condensat, mais il en faut davantage de

Coûts des agents de mélange : PBS ou condensat – Projet d'extraction à ciel ouvert/de séparation dans la région de l'Athabasca pour 100 kb/j

	Coût des agents de mélange (en SCAN/b à la sortie de l'usine)	Ratio de mélange (diluant : bitume)	Coût du bitume (en SCAN/b de bitume fluidifié)	Coût du diluant (en SCAN/b de bitume fluidifié)	Coût de l'offre (en SCAN/b de bitume fluidifié)
PBS	30,73	0,50 : 0,50	7,19	15,37	22,56
Condensat	32,92	0,33 : 0,67	9,64	10,86	20,50

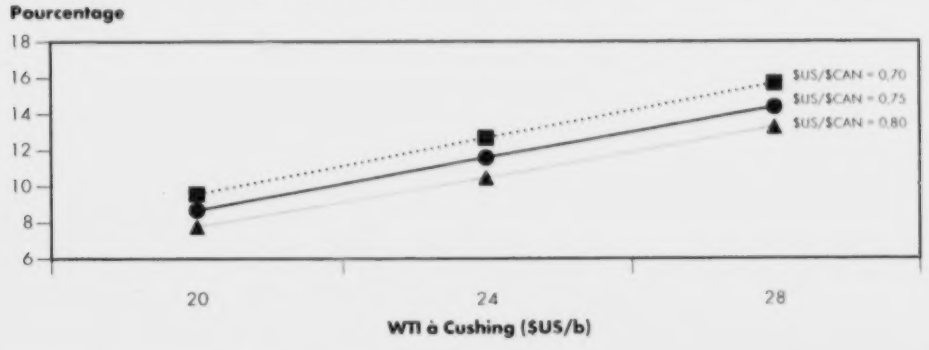
façon à pouvoir répondre aux exigences techniques prévues pour le transport par pipeline. À l'heure actuelle, les volumes commercialisés de mélange pétrole synthétique-bitume (SynBit) sont faibles comparativement à ceux de mélange DilBit. Toutefois, des volumes accrus sont prévus en fonction de l'élargissement de l'écart entre les prix du PBS et ceux du condensat.

La figure 3.4 illustre le rendement économique d'un projet d'extraction à ciel ouvert/de séparation pour diverses combinaisons de prix du pétrole et de taux de change.

Outre la vulnérabilité aux variations des prix du pétrole brut et du taux de change, les producteurs qui commercialisent le mélange DilBit risquent de s'exposer à un écart entre les prix des pétroles bruts lourd et léger qui peut grandement varier. Dans le cas d'un prix donné pour le pétrole, un écart plus important est à l'origine d'un revenu net moindre pour les producteurs de pétrole lourd, mais la demande pour ce même pétrole est alors accrue car les raffineurs de ce produit peuvent ainsi améliorer leurs marges bénéficiaires. Toutefois, en raison des importants investissements de capitaux, le mécanisme commercial habituel prévoyant une baisse de l'offre pendant les périodes où les prix sont moins élevés peut ne pas s'enclencher car les projets déjà en exploitation se doivent de maintenir la production. À plus long terme, le risque découlant de l'écart précité, compte tenu de ses incidences économiques négatives sur le projet, pourrait temporiser la croissance de la production.

En comparaison avec l'exploitation minière intégrée qui produit du PBS, un projet d'extraction à ciel ouvert/de séparation est à l'origine d'un taux de rendement prévu moindre, ce qui tient compte, toutefois, de l'ensemble du risque découlant de l'écart associé à la commercialisation de forts volumes de mélange DilBit. En réalité, il est peu probable qu'une société mène à terme un projet d'exploitation minière non intégrée sans installations connexes en aval pouvant servir à limiter l'exposition à ce risque et à améliorer la situation économique générale du projet en question.

Taux de rendement nominal après impôts : Projet d'extraction à ciel ouvert/de séparation dans la région de l'Athabasca pour 100 kb/j



Lorsque le prix du baril de WTI se situe à 24 $US, le taux de rendement estimatif pour un projet d'extraction à ciel ouvert/de séparation dans la région de l'Athabasca devrait varier entre 13 % et 15 %, ce qui serait considéré, en termes généraux, comme suffisant compte tenu du risque et des coûts d'immobilisations.

3.3.4 *Possibilités de compression des coûts de l'offre - Extraction à ciel ouvert/séparation et valorisation*

Plusieurs projets de recherche en cours visent à comprimer les coûts de l'offre au niveau de l'extraction à ciel ouvert, de la séparation et de la valorisation des sables bitumineux.

Améliorations continues

- Amélioration de l'équipement ainsi que des matériaux pour qu'ils soient plus durables et mieux adaptés à l'industrie des sables bitumineux.
- Amélioration des systèmes de surveillance de l'équipement mécanique afin de réduire les interruptions de production.
- Amélioration des systèmes de gestion des matériaux pour abaisser les frais de transport et de manutention.
- Systèmes d'information et d'aide à la décision pour améliorer la gestion des mines.
- Diminution des pertes de bitume, principalement grâce à l'amélioration des procédés de séparation et à une réduction de l'intensité énergétique requise.
- Amélioration permanente du rendement des technologies de valorisation en place, notamment aux niveaux de l'efficacité énergétique, de l'élaboration de catalyseurs et de l'utilisation d'hydrogène en moins grande quantité.

Améliorations à plus long terme

- Consolidation des résidus ainsi que technologie d'élimination à sec afin de réduire la consommation d'eau fraîche et d'éventuellement cesser d'utiliser du mort-terrain au niveau des structures de confinement, ce qui ouvrirait la voie à l'emploi de nouvelles méthodes plus rentables pour le retrait de ce même mort-terrain.
- Équipement d'extraction à ciel ouvert et de séparation qui fonctionnerait en continu, ce qui permettrait de réduire grandement les frais d'exploitation et coûts d'immobilisations ainsi que les effets environnementaux, tout en améliorant les taux globaux de récupération.
- Amélioration des processus de traitement de l'écume en vue de réduire la quantité d'eaux et de solides résiduels, ce qui serait à l'origine d'un bitume plus propre en tant que charge d'alimentation destinée à la valorisation.

3.4 Récupération in situ

3.4.1 *Introduction*

La production in situ n'est pas parvenue à réaliser les mêmes compressions progressives au niveau des frais d'exploitation que les projets d'extraction à ciel ouvert et de valorisation. Les réductions ont plutôt été le fruit de progrès technologiques et d'améliorations constantes au chapitre de l'efficience, énergétique et opérationnelle. La stimulation cyclique par la vapeur d'eau (SCV) et la SGSIV, qui

sont les deux types de récupération in situ les plus courants, exigent un réchauffement du gisement afin de permettre l'écoulement du bitume. Cependant, il existe certains endroits, dans les régions de sables bitumineux de l'Athabasca (Wabasca), Peace River et Cold Lake, où aucune stimulation thermique n'est requise.

Un facteur important, lorsqu'il faut établir la viabilité économique d'un projet de récupération in situ, surtout s'il s'agit d'un projet thermique, est la qualité du gisement. Même si les outils et méthodes d'évaluation des gisements s'améliorent sans cesse, les incertitudes liées au degré de qualité demeurent particulièrement grandes. Les principales caractéristiques d'un gisement de qualité moindre comprennent notamment une faible perméabilité verticale et une zone productive peu épaisse, une teneur élevée en schiste et la présence d'eau de fond. À l'inverse, un gisement de grande qualité est caractérisé par une forte perméabilité verticale et une zone productive épaisse, aucune eau de fond et peu de schiste.

3.4.2 *Séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur (SGSIV)*

Dans le cadre d'activités de SGSIV, des paires de puits horizontaux peu espacés permettent, dans un premier temps, à partir du puits supérieur, une injection continue de vapeur à faible pression, puis, dans un deuxième temps, à partir du puits inférieur, le retrait du bitume ainsi réchauffé. Une pression d'injection de vapeur plus faible signifie normalement que la SGSIV peut s'appliquer à des gisements moins denses que la SCV, mais une bonne perméabilité verticale est essentielle. Un des grands avantages de la SGSIV est qu'il est possible de récupérer, selon les estimations, entre 40 % et 60 % du bitume en place à l'origine, comparativement à un pourcentage estimatif de récupération du pétrole en place à l'origine qui varie entre 20 % et 25 % avec la SCV.

La section 3.4.2.1 présente une évaluation économique pour deux projets de SGSIV dans la région de l'Athabasca, l'un portant sur un gisement de grande qualité et l'autre sur un gisement de qualité moindre. On y traite aussi des principales composantes des frais d'exploitation et d'obstacles particuliers que l'industrie doit surmonter dans le contexte de tels projets.

Les coûts de l'offre actuels pour des projets de SGSIV dans la région de l'Athabasca sont estimés, par baril de bitume, à entre 11 $ et 17 $.

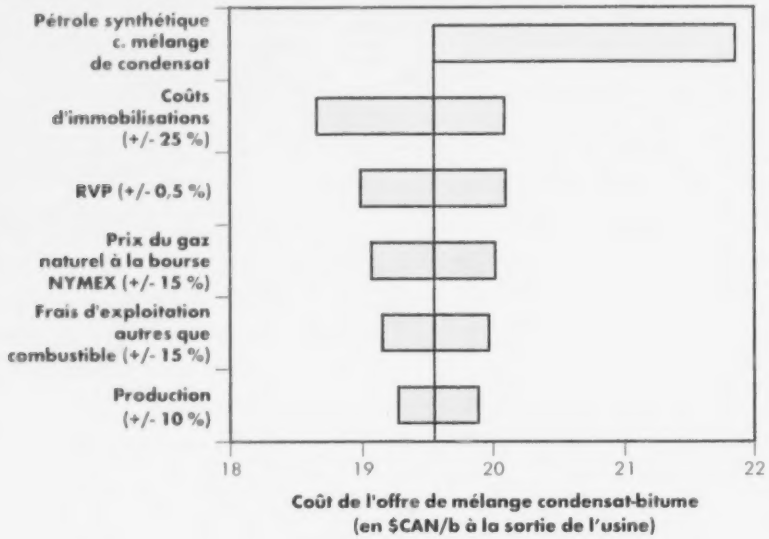
3.4.2.1 *Évaluation économique de projets - SGSIV*

L'Office a conçu un modèle d'évaluation pour un projet de SGSIV dans la région de l'Athabasca portant sur un gisement de grande qualité et prévoyant une production de 19 000 m^3/j (120 kb/j), ainsi que pour un autre projet de même nature, toujours dans cette région, mais portant cette fois sur un gisement de qualité moindre et prévoyant une production de 4 800 m^3/j (30 kb/j). Tout comme dans le cas précédent, qui traite d'extraction à ciel ouvert/de séparation, on suppose que les deux projets évalués ici permettront de produire un mélange DilBit de qualité et de valeur semblables à celles du mélange Lloydminster.

La figure 3.5 illustre les résultats d'une analyse de sensibilité à l'égard des facteurs à l'origine des plus grandes variations au niveau du coût de l'offre pour des activités de SGSIV dans un gisement de grande qualité. Les résultats du modèle indiquent un coût de l'offre pour le mélange DilBit, à la sortie de l'usine, d'environ 19,50 $ le baril.

Le coût de l'offre pour la SGSIV est moins sensible aux coûts d'immobilisations que ce n'est le cas pour les projets d'extraction à ciel ouvert étant donné que les capitaux à investir y sont de beaucoup inférieurs. En outre, les projets de récupération in situ présentent une meilleure fiche lorsqu'il s'agit de

Sensibilités du coût de l'offre : Projet de SGSIV dans la région de l'Athabasca pour 120 kb/j – Gisement de grande qualité



respecter le budget adopté. Le ratio vapeur-pétrole (RVP) mesure la quantité de vapeur requise pour produire un baril de pétrole. La vapeur est habituellement produite à l'aide de générateurs alimentés au gaz naturel, de sorte qu'un RVP plus faible entraîne des coûts de combustibles moins élevés. Une modification de 0,5 au niveau du RVP fait varier le coût de l'offre d'approximativement 0,60 $ le baril. En outre, un RVP plus élevé est à l'origine de volumes d'eau supplémentaires qui accroissent d'autant les coûts de traitement. La sensibilité décrite ici ne tient pas compte de ces coûts et est par conséquent sous-évaluée.

Une règle de base adoptée par l'industrie pour les projets de SGSIV veut qu'il faille environ 1 kpi³ de gaz naturel pour produire un baril de bitume. Même si les prix du gaz naturel varient considérablement et si les niveaux de consommation sont élevés, il s'est établi au fil du temps un lien entre ces prix et ceux du pétrole brut, lequel lien permet d'atténuer grandement les risques qui découlent d'une telle situation. Les sociétés adoptent des stratégies novatrices afin d'être moins vulnérables aux prix du gaz naturel. Les générateurs de vapeur utilisés dans le cadre du projet de SGSIV Firebag de Suncor sont en mesure de consommer du gaz naturel ou du carburant diesel. Puisque, dans les deux cas, la société est un producteur net, elle choisira nécessairement le produit qui a la moins grande valeur commerciale. Le projet de SGSIV de Long Lake envisagé par Nexen/OPTI devrait normalement mettre à profit sa propre technologie de gazéification dans le but de créer, à partir de la partie plus lourde et de moindre valeur du baril de bitume produit, de l'hydrogène et des gaz combustibles synthétiques. Ce procédé permettra presque d'éliminer les achats de gaz naturel.

Comme pour le bitume fluidifié non valorisé produit par extraction à ciel ouvert et séparation, dans le cas des activités de SGSIV, les coûts de l'offre pour le bitume ainsi produit augmentent lorsque le PBS remplace le condensat au moment du mélange. Le tableau 3.4 compare le PBS au condensat à titre d'agent fluidifiant du bitume, dans le contexte d'un prix de 24 $US le baril de pétrole WTI et d'un taux de change de 0,75 $US pour un dollar canadien.

Il semble que le mélange SynBit concurrencera le brut corrosif moyen de la côte américaine du golfe du Mexique (CAGM) et que le mélange DilBit continuera de concurrencer le brut mexicain Maya. À l'heure actuelle, le prix du brut corrosif moyen de la CAGM est supérieur à celui du brut Maya. Une incertitude fondamentale touche à l'écart de prix entre les mélanges SynBit et DilBit, l'industrie ne sachant pas s'il sera suffisant pour compenser les coûts accrus du premier comparativement au second.

Coûts des agents de mélange : PBS ou condensat – Projet de SGSIV dans la région de l'Athabasca pour 120 kb/j et portant sur un gisement de grande qualité

	Coût des agents de mélange (en SCAN/b à la sortie de l'usine)	Ratio de mélange (diluant : bitume)	Coût du bitume (en SCAN/b de bitume fluidifié)	Coût du diluant (en SCAN/b de bitume fluidifié)	Coût de l'offre (en SCAN/b de bitume fluidifié)
PBS	30,73	0,50 : 0,50	6,49	15,37	21,86
Condensat	32,92	0,33 : 0,67	8,59	10,86	19,55

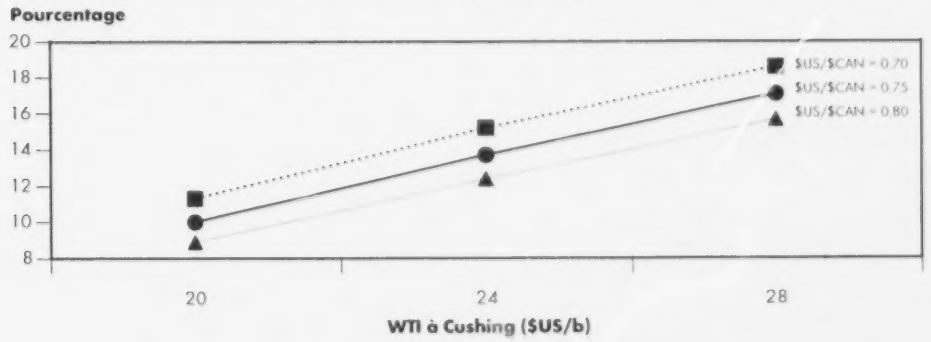
La figure 3.6 illustre le rendement économique d'un projet de SGSIV portant sur un gisement de grande qualité pour diverses combinaisons de prix du pétrole et de taux de change. Ces facteurs, dans le contexte d'un projet de SGSIV, ont des répercussions de nature économique qui découlent de mécanismes commerciaux semblables à ceux précédemment exposés pour l'extraction à ciel ouvert.

Lorsque le prix du baril de WTI se situe à 24 $US, le taux de rendement estimatif, pour un projet de SGSIV d'envergure dans la région de l'Athabasca et portant sur un gisement de grande qualité, devrait se situer autour de 13 % à 15 %, ce que les sociétés, dans la plupart des cas, considèrent comme suffisant compte tenu du risque et des coûts d'immobilisations.

De la même manière que pour l'extraction à ciel ouvert/la séparation sans valorisation, les projets de récupération in situ produisant un mélange DilBit sont exposés à l'écart des prix qui existe entre les pétroles bruts lourd et léger. Afin de réduire l'exposition à cet écart et pour réduire aussi le degré de dépendance à l'endroit des diluants coûteux, la valorisation d'une plus grande partie du bitume produit in situ en un produit léger non corrosif, davantage recherché, est prévue. Une telle valorisation pourrait éventuellement nécessiter la présence sur place d'une usine intégrée, comme dans le cadre du projet de Long Lake envisagé par Nexen/OPTI. Une usine de valorisation indépendante, semblable à celle proposée dans le contexte du projet Heartland de BA Energy, constitue une autre possibilité dans ce contexte. Aussi possible est l'expédition, par des producteurs intégrés, de leur production in situ vers une usine de valorisation ou une raffinerie en aval, comme Husky le fait actuellement vers son usine de Lloydminster ou comme Suncor prévoit le faire, pour la production tirée du projet de SGSIV Firebag, vers sa propre usine, qui lui est adjacente.

L'échelle d'exploitation efficiente minimale pour l'extraction à ciel ouvert des sables bitumineux est de loin supérieure à celle pour la mise en valeur in situ. De ce fait, une exploitation in situ se prête mieux

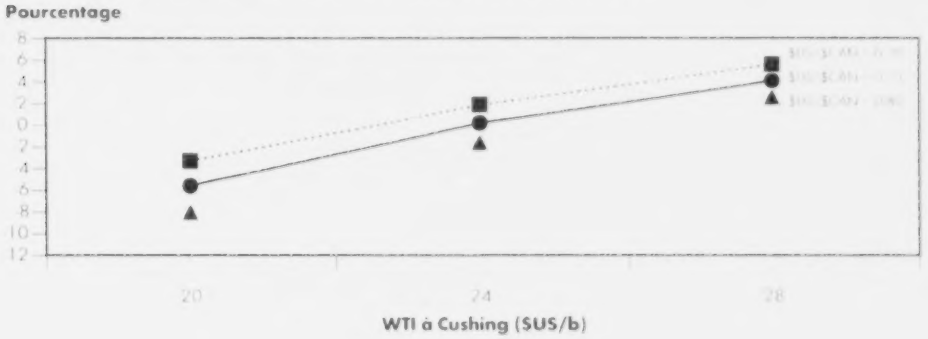
Taux de rendement nominal après impôts : Projet de SGSIV dans la région de l'Athabasca pour 120 kb/j – Gisement de grande qualité



à un élargissement de la production par étapes. De nombreuses variables influent sur le rendement opérationnel des projets in situ, pour lesquels il existe un niveau de risque inhérent incontournable. En adoptant une démarche par étapes, une société profite alors d'un avantage de taille puisqu'elle est ainsi en mesure de réduire le risque commercial en tirant certaines leçons des activités qu'elle mène et en prenant des décisions plus éclairées, au niveau de l'investissement des capitaux, au fur et à mesure que le projet progresse. C'est pour cette raison que, pour la plupart, les projets de récupération in situ envisagés prévoient une mise en valeur en de nombreuses étapes, selon le rendement.

La figure 3.7 illustre le rendement économique d'un projet SGSIV dans la région de l'Athabasca portant sur un gisement de qualité moindre et prévoyant une production de 4 800 m³/j (30 kb/j). Les gisements de faible qualité présentent des profils de production beaucoup moins prolifiques et des RVP beaucoup plus élevés qui sont à l'origine de coûts énergétiques eux aussi plus élevés. Les coûts d'immobilisations sont également beaucoup plus importants car davantage de puits doivent être forés afin de maintenir une production stable. Ces facteurs sont contraignants au chapitre de la performance économique.

Taux de rendement nominal après impôts : Projet de SGSIV dans la région de l'Athabasca pour 30 kb/j – Gisement de qualité moindre

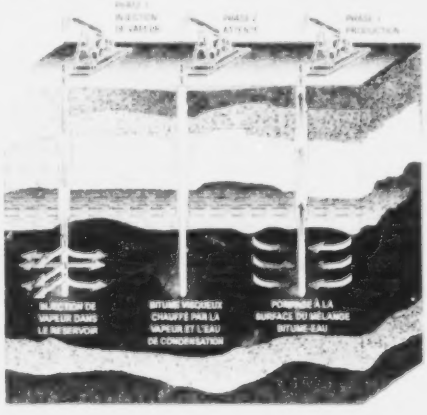


Lorsque le prix du baril de WTI se situe à 24 $US, il est peu probable qu'un projet de SGSIV dans la région de l'Athabasca portant sur un gisement de qualité moindre soit rentable.

3.4.3 *Stimulation cyclique par la vapeur d'eau (SCV)*

La figure 3.8 illustre le processus de récupération in situ par SCV. L'union de puits horizontaux et de forages dirigés permet l'injection, à haute pression, de vapeur d'eau dans la formation de Clearwater, ce qui réchauffe le bitume et en abaisse le degré de viscosité pour en permettre l'écoulement. La SCV est un procédé en trois étapes : d'abord, il y a injection de vapeur à haute pression dans un forage vertical pendant un certain temps; ensuite, les ouvertures sont refermées pour laisser agir; enfin, le puits est mis en

Stimulation cyclique par la vapeur d'eau



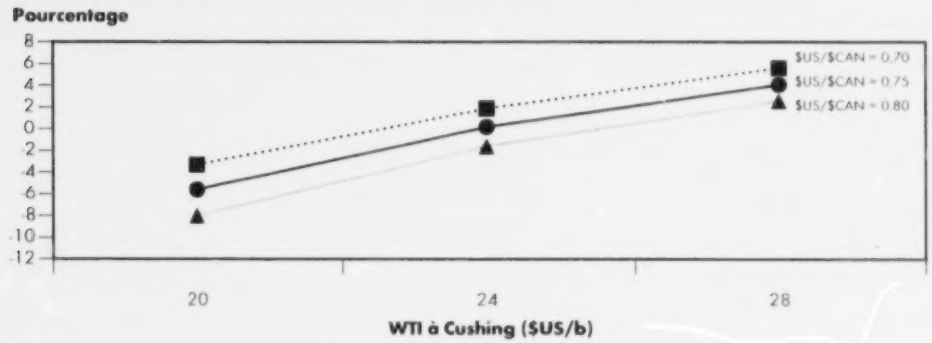
Source : Compagnie pétrolière impériale

à un élargissement de la production par étapes. De nombreuses variables influent sur le rendement opérationnel des projets in situ, pour lesquels il existe un niveau de risque inhérent incontournable. En adoptant une démarche par étapes, une société profite alors d'un avantage de taille puisqu'elle est ainsi en mesure de réduire le risque commercial en tirant certaines leçons des activités qu'elle mène et en prenant des décisions plus éclairées, au niveau de l'investissement des capitaux, au fur et à mesure que le projet progresse. C'est pour cette raison que, pour la plupart, les projets de récupération in situ envisagés prévoient une mise en valeur en de nombreuses étapes, selon le rendement.

La figure 3.7 illustre le rendement économique d'un projet SGSIV dans la région de l'Athabasca portant sur un gisement de qualité moindre et prévoyant une production de 4 800 m³/j (30 kb/j). Les gisements de faible qualité présentent des profils de production beaucoup moins prolifiques et des RVP beaucoup plus élevés qui sont à l'origine de coûts énergétiques eux aussi plus élevés. Les coûts d'immobilisations sont également beaucoup plus importants car davantage de puits doivent être forés afin de maintenir une production stable. Ces facteurs sont contraignants au chapitre de la performance économique.

FIGURE 3.7

Taux de rendement nominal après impôts : Projet de SGSIV dans la région de l'Athabasca pour 30 kb/j – Gisement de qualité moindre



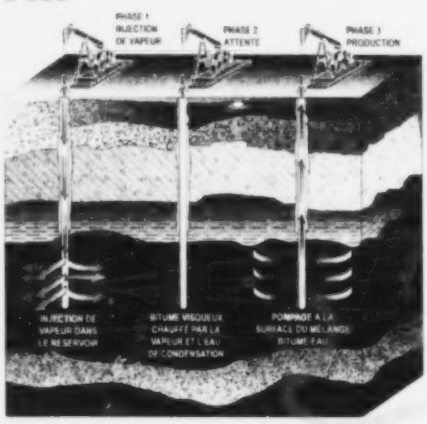
Lorsque le prix du baril de WTI se situe à 24 $US, il est peu probable qu'un projet de SGSIV dans la région de l'Athabasca portant sur un gisement de qualité moindre soit rentable.

3.4.3 *Stimulation cyclique par la vapeur d'eau (SCV)*

La figure 3.8 illustre le processus de récupération in situ par SCV. L'union de puits horizontaux et de forages dirigés permet l'injection, à haute pression, de vapeur d'eau dans la formation de Clearwater, ce qui réchauffe le bitume et en abaisse le degré de viscosité pour en permettre l'écoulement. La SCV est un procédé en trois étapes : d'abord, il y a injection de vapeur à haute pression dans un forage vertical pendant un certain temps; ensuite, les ouvertures sont refermées pour laisser agir; enfin, le puits est mis en

FIGURE 3.8

Stimulation cyclique par la vapeur d'eau



Source : Compagnie pétrolière impériale

production. En plus de réchauffer le bitume, la vapeur sous pression crée des fractures dans la formation, ce qui améliore d'autant l'écoulement.

La Compagnie pétrolière impériale utilise la technologie de SCV depuis 1985 en vue de séparer le bitume des sables bitumineux à une échelle commerciale dans la région de Cold Lake. À Primrose, toujours dans la région de Cold Lake, Amoco (maintenant BP) avait entrepris des activités de SCV en 1995. Canadian Natural Resources Limited (CNRL) est l'exploitant actuel de ce projet. Shell Canada a eu du succès avec la variante à « trempage radial » du procédé de SCV à Peace River, optimisée pour la formation de Bluesky.

Même si la SCV est caractérisée par des RVP plus élevés que pour la SGSIV, la qualité de la vapeur est moindre et sa production exige moins d'énergie. Au niveau des activités de SCV dans la région de Cold Lake, il est possible de répondre à plus ou moins 15 % des besoins en gaz naturel grâce aux gaz dissous produits sur place, alors qu'au niveau des activités de SGSIV dans la région de l'Athabasca, les quantités correspondantes sont minimales. Dans l'ensemble, les achats de gaz naturel requis pour la SCV sont comparables à ceux que nécessite la SGSIV et se situent aux alentours de 1,0 à 1,2 kpi³ par baril produit. Le bitume produit par SCV dans la région de Cold Lake est moins visqueux et d'une densité API supérieure, de sorte que les coûts de diluant sont moindres que pour le bitume produit par SGSIV dans la région de l'Athabasca. Par ailleurs, la région de Cold Lake étant plus rapprochée des marchés que celle de l'Athabasca, les coûts de transport sont habituellement moindres quand on les compare à ceux pour le bitume obtenu par SGSIV.

Un point essentiel associé aux activités de SCV est l'augmentation visée du bitume total récupéré en haussant la quantité obtenue de cycle en cycle ou en accroissant le nombre de cycles rentables. Le RVP ainsi que, par conséquent, les coûts du gaz servant à la production de vapeur, se situent habituellement au bas de la courbe pendant les premiers cycles, puis ils s'élèvent graduellement jusqu'au point où la production de bitume n'est plus rentable et le puits est abandonné.

La Compagnie pétrolière impériale a mis au point des plaques de forage, aux étapes 1 à 10, en vue d'un espacement des puits tous les 1,6 ha qui tient compte des antécédents de rendement et de la technologie utilisée. Aux étapes 11 à 13, qui constituent le projet Makheses, un espacement moyen des puits de 3,2 ha a été utilisé, ce qui a contribué à réduire les coûts de l'offre. Au début de la production par SCV dans la région de Primrose en 1995, la pression de l'injection de vapeur ne permettait pas de produire de fractures. En 1999, CNRL a fait l'acquisition de cette propriété et en l'an 2000, elle a été autorisée à accroître, pour une partie des puits, la pression d'injection de la vapeur jusqu'à des niveaux de fracture afin de pouvoir constater l'incidence de ce phénomène sur les taux de production de bitume. Après enregistrement d'accroissements du double au triple de la production de bitume, en 2002, l'EUB a autorisé CNRL à faire passer à des pressions de fracture tous ses puits de SCV. Cette stratégie a grandement amélioré la rentabilité du projet.

Au fil des ans, divers procédés de récupération ont été mis à l'essai dans la région de Cold Lake. Aujourd'hui on étudie l'incidence, sur les taux de récupération de bitume, de l'ajout de solvant (condensat) au moment de l'injection de vapeur. Ce projet pilote d'exploitation sera évalué en fonction des améliorations marginales réalisées au niveau de la récupération de pétrole ainsi que de la proportion de condensat coûteux qui, après injection, peut être recouvré à partir du bitume produit. S'il est fructueux, le procédé de récupération à l'aide de solvant pourrait réduire encore plus les coûts de l'offre.

La SCV, tout comme la SGSIV, est un procédé thermique et par conséquent, les coûts de l'offre dépendent souvent de facteurs identiques dans un cas comme dans l'autre. Les frais d'exploitation actuels pour la SCV sont estimés, par baril, à entre 8 $ et 14 $, tandis que les coûts estimatifs de

l'offre, toujours par baril, varient entre 13 $ et 19 $. Il ne semble pas que la méthode de SCV se répandra largement à l'extérieur de la région de Cold Lake.

3.4.4 Production à froid

Le bitume des sables bitumineux se prêtant aux méthodes de production à froid est plus lourd que le pétrole lourd classique, mais plus léger que le bitume des sables bitumineux récupéré par extraction à ciel ouvert ou au moyen de méthodes de stimulation thermique. Il existe à l'heure actuelle plusieurs milliers de puits de production à froid, dans les régions de sables bitumineux, dont les débits varient de 3 à 45 m^3/j (de 19 à 284 b/j). En général, la durée de vie des puits de récupération de bitume à froid varie entre quatre et dix ans. De 60 % à 70 % de tout le bitume alors récupéré est produit pendant les trois ou quatre premières années. Les travaux de forage doivent se poursuivre à bon rythme de façon à pouvoir maintenir la production. De faibles investissements en capitaux et des frais d'exploitation moindres, puisqu'il n'est pas nécessaire de produire de la vapeur, signifient normalement que la production à froid est plus rentable que les méthodes thermiques.

Dans la région de Cold Lake, les sables de production de pétrole lourd à froid (SPPLF) nécessitent des forages verticaux et l'utilisation de pompes d'extraction en cercles concentriques (ECC). Ce procédé est intentionnellement à l'origine d'une coproduction de sable et de pétrole puisqu'il est devenu apparent que les débits de production n'étaient pas rentables lorsqu'on éliminait systématiquement le sable de l'équation. Les principales conditions permettant d'avoir du succès avec les SPPLF sont : les sables doivent être fragiles et glisser (sans consolidation); il doit exister un mécanisme actif à l'origine de pétrole bulleux (une quantité suffisante de gaz doit être présente dans la solution); il ne doit pas y avoir de zones d'eau libre dans le gisement; il faut utiliser des pompes ECC. Ce procédé est à l'origine d'importants volumes de sable et d'autres types de déchets, liquides. Comme la gestion de ces déchets constitue l'une des principales composantes des frais d'exploitation, il est essentiel d'en réduire au minimum les coûts d'élimination pour assurer la rentabilité globale du projet. Comparativement à une production classique, le reconditionnement des puits en présence de SPPLF est plus fréquent et constitue un plus grand pourcentage du coût de l'offre. Les frais d'exploitation des SPPLF de Cold Lake sont estimés, par baril, à entre 6 $ et 9 $, tandis que les coûts estimatifs de l'offre, toujours par baril, varient entre 12 $ et 16 $.

Dans les régions de Wabasca (Athabasca) et de Seal (Peace River), des puits horizontaux permettent d'atteindre des débits de production comparables à ceux tirés des SPPLF de Cold Lake, mais sans produire autant de sable. En général, une viscosité moindre est associée à une production de sable moins élevée. La viscosité du bitume dans les régions de Wabasca et de Seal est moins élevée que dans la région de Cold Lake, de sorte qu'une moins grande quantité de sable est produite et que les frais de manutention sont eux aussi inférieurs. Toutefois, les puits horizontaux coûtent de trois à cinq fois plus cher que les forages verticaux, sans compter que les frais de reconditionnement sont supérieurs. Les frais d'exploitation associés à la production à froid dans les régions de Wabasca et de Seal sont estimés, par baril, à entre 4 $ et 7 $, tandis que les coûts estimatifs de l'offre, toujours par baril, varient entre 10 $ et 14 $.

Aucune croissance substantielle de la production à froid ni aucune modification majeure au niveau des frais d'exploitation qui y sont associés ne sont prévues avant la fin de la période sur laquelle porte le présent rapport.

3.4.5 *Possibilités de compression des coûts de l'offre - Récupération in situ*

Plusieurs projets de recherche en cours visent à comprimer les coûts de l'offre au niveau de la récupération in situ.

Améliorations continues

- Réduction de la dépendance à l'endroit du gaz naturel grâce à une efficience accrue au niveau de la production de vapeur et à l'adoption de nouvelles sources énergétiques moins coûteuses, notamment l'énergie nucléaire, la combustion de bitume et la gazéification.
- Élargissement de la capacité de transport d'électricité à partir de la région de Fort McMurray, ce qui permettrait une incorporation plus généralisée des centrales de cogénération ainsi que la réduction des frais de production de vapeur et d'électricité.
- Injection de solvant dans les gisements, avec ou sans vapeur, pour accroître les débits de production [séparation à la vapeur (VAPEX^{MC}) et production à l'aide de solvants (PAS)] tout en comprimant les coûts énergétiques.
- Réalisation de progrès en technologie de forage qui permettront de réduire les coûts et d'améliorer la précision de l'emplacement des puits à l'intérieur du périmètre d'un gisement, donc de hausser le rendement de celui-ci.
- Élaboration de simulations informatisées avancées qui permettront de prédire avec plus d'exactitude le rendement d'un gisement et ainsi de réduire les risques commerciaux.
- Utilisation de techniques de suivi de la vapeur pour une injection plus efficace et par conséquent des taux supérieurs de récupération du bitume ainsi que des coûts énergétiques plus faibles.

Améliorations à plus long terme

- Combustion in situ en vue d'une valorisation partielle du bitume produit et d'une compression des frais associés aux combustibles.
- Injection de solvants alliée à l'induction de courant électrique ou au recours à des micro-ondes en vue d'une valorisation partielle du bitume et d'une diminution substantielle des exigences en combustibles.
- Utilisation de catalyseurs dans les colonnes d'extraction (CAPRI).

Même si ces possibilités sont prometteuses, elles n'en sont pratiquement qu'à l'étape de l'évocation et il reste à en prouver la rentabilité sur le terrain. Ces questions sont traitées plus à fond dans le chapitre 11 - Technologies émergentes.

3.5 Conclusion

Les coûts de l'offre pour la production de bitume in situ à partir des sables bitumineux du Canada ont beaucoup diminué grâce à un processus de constante amélioration opérationnelle. Dans le cas de l'extraction minière intégrée, quelques innovations technologiques clés ont permis de réduire progressivement ces coûts. L'amélioration des conditions économiques, dans la foulée des prix élevés récemment enregistrés pour le pétrole brut, est à l'origine de la reconnaissance, à l'échelle internationale, des possibilités qu'offrent à ce chapitre les vastes ressources de sables bitumineux du Canada.

Les coûts de l'offre actuels pour les projets d'extraction minière intégrée et de valorisation sont estimés, par baril, à entre 22 $ et 28 $ pour le PBS, tandis que les coûts estimatifs à ce niveau pour l'extraction à ciel ouvert/la séparation sans valorisation, par baril de bitume, varient entre 12 $ et 16 $. Les coûts de l'offre pour l'extraction à ciel ouvert/la séparation et la valorisation devraient normalement continuer de décroître, au fil des améliorations technologiques et au rythme de l'expérience acquise par les exploitants. Aucune nouvelle technologie ne devrait cependant permettre de réaliser, avant la fin de la période sur laquelle porte le présent rapport, des compressions des coûts de l'offre d'une ampleur comparable à celles qu'a connues l'industrie au cours des dernières décennies.

Les coûts de l'offre actuels pour la SGSIV dans la région de l'Athabasca sont estimés, par baril de bitume, à entre 11 $ et 17 $, tandis que ces mêmes coûts estimatifs, toujours par baril de bitume mais cette fois pour la SCV, varient entre 13 $ et 19 $. Pour l'une et l'autre de ces méthodes, les coûts dépendent grandement de la qualité du gisement et des prix du gaz naturel. La possibilité d'adoption d'une démarche d'agrandissement par étapes réduit les risques liés à l'investissement requis. Comme c'est le cas pour l'extraction à ciel ouvert et la valorisation, les coûts de l'offre pour la récupération in situ devraient eux aussi afficher des améliorations, alors que des technologies relativement récentes comme la SGSIV et de nouvelles générations de procédés gagnent en maturité. Des technologies prometteuses, comme VAPEX[MD], pourraient permettre de réduire l'intensité énergétique requise et les effets environnementaux de la production. Afin de restreindre l'exposition à l'écart léger/lourd et aux coûts croissants des diluants, il est probable que des mesures seront prises afin d'assurer une certaine capacité de valorisation à des projets de récupération in situ.

Les coûts de l'offre associés à la production à froid dans les régions de Wabasca et de Seal sont estimés, par baril, à entre 10 $ et 14 $. Comparativement, pour les SPPLF dans la région de Cold Lake, ces mêmes coûts estimatifs, toujours par baril, varient entre 12 $ et 16 $. Dans ces cas précis, aucune compression significative des coûts de l'offre n'est prévue avant la fin de la période sur laquelle porte le présent rapport.

Références

Alberta Chamber of Resources. *Oil Sands Technology Roadmap*. Janvier 2004

Alberta Energy Company. *Application for Approval of the Foster Creek Project In-Situ Oil Sands Project*. Document présenté à l'Energy and Utilities Board de l'Alberta et Environnement Alberta, mars 1999.

Canadian Energy Research Institute (CERI). *Oil Sands Supply Outlook: Potential Supply and Costs of Crude Bitumen and Synthetic Crude Oil in Canada 2003-2017* (étude n° 108). Calgary (Alberta), CERI, mars 2004.

Canadian Energy Research Institute (CERI). *Supply Costs and Economic Potential for the Steam Assisted Gravity Drainage Process* (étude n° 91). Calgary (Alberta), CERI, septembre 1999.

Canadian Natural Resources Limited. *Application for Approval of the Horizon Oil Sands Project*. Document présenté à l'Energy and Utilities Board de l'Alberta et Environnement Alberta, mars 2003.

Denbina, E.S. - Esso Ressources Canada Ltée, T.C. Boberg et M.B. Rotter - *Exxon Production Research Co. Evolution of Key Reservoir Drive Mechanisms in the Early Cycles of Steam Stimulation at Cold Lake. SPE 16737*, septembre 1987.

Devon Canada Corporation. *Application for Approval of the Devon Jackfish Project*. Document présenté à l'Energy and Utilities Board de l'Alberta et Environnement Alberta, novembre 2003.

Dusseault, Maurice B. *New Oil Production Technologies*. Déjeuner-causerie technique de la SPE. Edmonton (Alberta), 15 janvier 2003.

Léauté, Roland P. - Pétrolière impériale ressources. *Liquid Addition to Steam for Enhancing Recovery (LASER) of Bitumen with CSS: Evolution of Technology from Research Concept to Field Pilot at Cold Lake*. SPE/Petroleum Society of CIM/CHOA 79011, novembre 2002.

Muse, Stancil & Co. (Muse Stancil)/Association canadienne des producteurs pétroliers (CAPP). *Western Canadian Crude Oil Supply and Markets 2002-2010*. Août 2003.

Petro-Canada Oil and Gas. *Application for the Approval of the Meadow Creek Project*. Document présenté à l'Energy and Utilities Board de l'Alberta et Environnement Alberta, novembre 2001.

Scott, George R. - Pétrolière impériale ressources. *Comparison of CSS and SAGD Performance in the Clearwater Formation at Cold Lake*. SPE/Petroleum Society of CIM/CHOA 79020, novembre 2002.

Suncor Energy. États financiers et notes afférentes pour le quatrième trimestre de 2003.

Suncor Energy. Rapport annuel de 2002.

Syncrude. *Rapport de développement durable de 2002*.

OFFRE DE PÉTROLE BRUT

4.1 Introduction

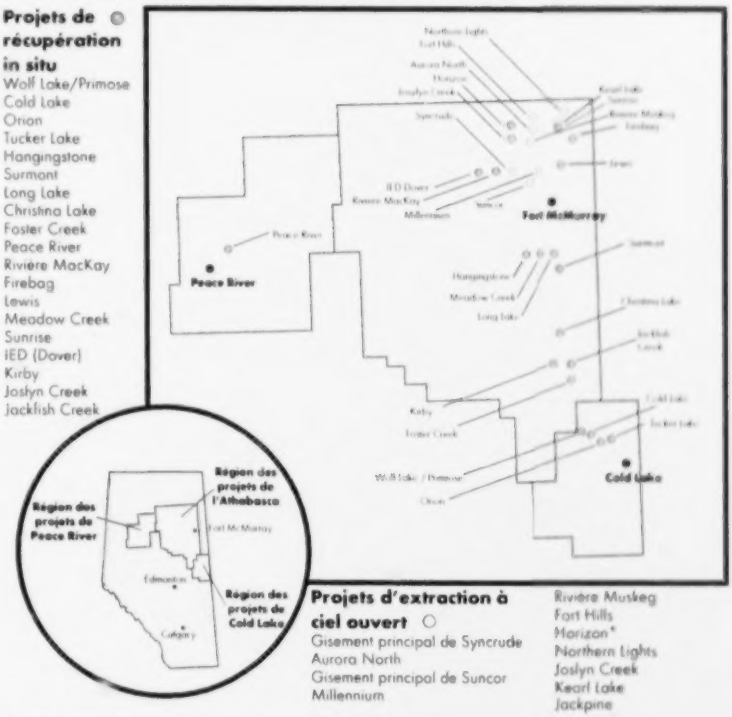
Ce chapitre se concentre sur les projections au niveau de l'offre de pétrole à partir des sables bitumineux du Canada. Il est divisé en deux parties, selon la méthode de récupération privilégiée. Par « extraction à ciel ouvert des sables bitumineux » il faut entendre toute la production dérivée d'activités d'extraction en surface, tandis que par « récupération de sables bitumineux in situ » il faut entendre toute la production dérivée d'activités in situ, y compris les projets de récupération primaire. Les projections de l'offre sont également exprimées en termes d'offre nette de pétrole brut disponible, c'est-à-dire de volumes de pétrole brut pouvant être commercialisés après valorisation et mélange. En outre, de brèves descriptions des projets en activité les plus importants ainsi que de ceux actuellement prévus sont fournies.

4.2 Projets d'extraction à ciel ouvert et de récupération in situ

La figure 4.1 illustre l'emplacement d'importants projets de sables bitumineux et en fournit la liste selon les types. Plus de 40 projets, nouveaux ou d'agrandissement, ont été annoncés. L'annexe 4 présente en bref les principaux projets prévus et en exploitation dans les régions de sables bitumineux de l'Athabasca, Cold Lake et Peace River.

FIGURE 4.1

Emplacement des projets de sables bitumineux



Projets de récupération in situ
Wolf Lake/Primose
Cold Lake
Orion
Tucker Lake
Hangingstone
Surmont
Long Lake
Christina Lake
Foster Creek
Peace River
Rivière MacKay
Firebag
Lewis
Meadow Creek
Sunrise
IED (Dover)
Kirby
Joslyn Creek
Jackfish Creek

Projets d'extraction à ciel ouvert
Gisement principal de Syncrude
Aurora North
Gisement principal de Suncor
Millennium
Rivière Muskeg
Fort Hills
Horizon*
Northern Lights
Joslyn Creek
Kearl Lake
Jackpine

* Comprend récupération in situ et extraction à ciel ouvert.

4.3 Méthodologie

La démarche adoptée en vue de la rédaction du présent rapport a consisté à examiner les projections de diverses organisations quant à la production envisagée à partir des sables bitumineux, rendues publiques en 2003 et au début de 2004, notamment celles incluses dans le rapport de l'ONÉ sur l'offre et la demande d'énergie (figure 4.2). En général, les principales hypothèses sur lesquelles s'appuient les perspectives ainsi présentées, comme les prix du pétrole et du gaz naturel, ne varient pas énormément d'un ensemble de projections à un autre.

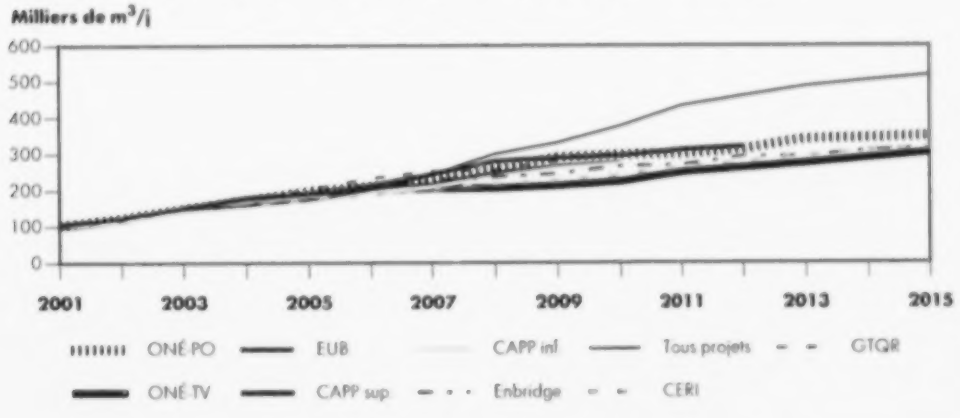
Un dénominateur commun au moment de la formulation de projections de croissance à l'égard des sables bitumineux consiste à se fonder sur les capacités et dates d'entrée en service indiquées pour tous les projets annoncés, d'extraction à ciel ouvert et de récupération in situ, puis de les actualiser ou d'en évaluer le « risque » d'une quelconque façon. Habituellement, une telle démarche cherche à tenir compte de l'état d'avancement du processus d'approbation, en accordant un pourcentage de la production future estimative projetée de plus en plus grand au fur et à mesure que le projet évolue, entre l'étape de la divulgation des intentions et celle de l'entrée en production. Il est aussi possible que les projections tiennent compte d'une analyse des coûts de l'offre et des flux de trésorerie, ainsi que des antécédents des promoteurs du projet et de leur accès à des ressources financières. La capacité de l'industrie à construire de grandes usines, souvent en concurrence, peut elle aussi être évaluée.

Il est difficile de juger si un projet ira de l'avant et le cas échéant, quelle en sera la date d'entrée en production. Une parfaite exactitude est alors impossible puisque chaque société envisage l'avenir selon la perspective qui est sienne et les circonstances qui lui sont propres lorsque vient le temps d'effectuer des choix d'investissement.

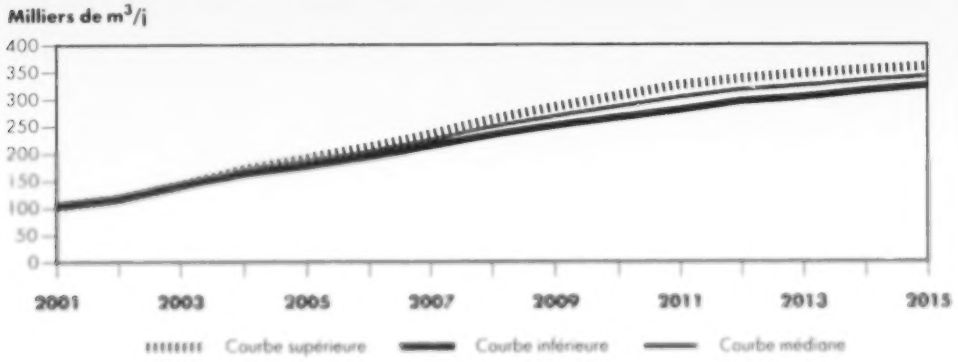
Compte tenu du degré d'incertitude inhérent à de telles projections, il semblerait raisonnable de présenter celles illustrées à la figure 4.2 (à l'exception de la courbe « Tous projets ») comme une fourchette de valeurs délimitée par les courbes « supérieure » et « inférieure » (figure 4.3). La largeur de la bande est représentative de l'écart entre les courbes individuelles. Il faut remarquer que cette bande porte sur les résultats, au niveau de l'offre, auxquels il est raisonnable de s'attendre en raison des hypothèses sur lesquelles se fondent les projections. À des fins d'analyse et de discussion, une courbe médiane représentant la moyenne des projections a également été tracée.

FIGURE 4.3

Projections de l'offre de pétrole brut synthétique et de bitume in situ



Projections de l'offre tirée des sables bitumineux



La démarche adoptée par l'Office a consisté à vérifier le caractère raisonnable de la courbe médiane des projections, en trois étapes :

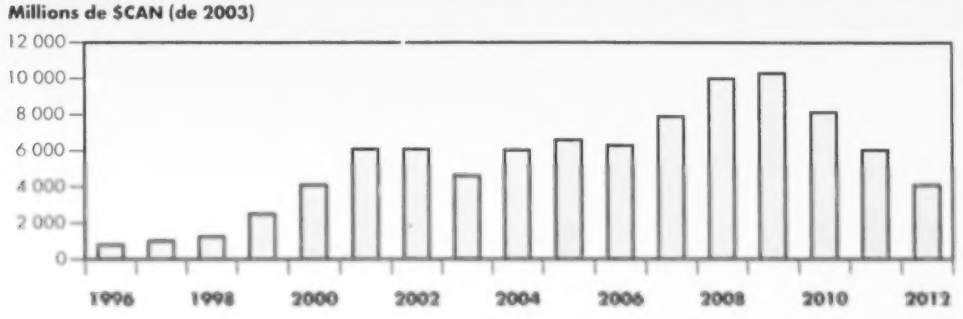
- D'abord, en examinant les coûts de l'offre et les hypothèses économiques avancées pour chaque type de projet.
- Ensuite, en mariant le mieux possible les profils de production tout en tenant compte des nouveaux projets et des expansions envisagées. Un rang relatif est accordé aux projets en se fondant sur certains critères comme l'état d'avancement en vue de leur approbation, les antécédents de la société et ses ressources financières, l'utilisation antérieure de la technologie proposée et la qualité du gisement.
- Enfin, en imposant une limite supérieure au niveau des dépenses de construction liées à des projets d'exploitation des sables bitumineux, de manière à tenir compte des contraintes qui ont été à l'origine de la flambée des coûts lors des grands projets récemment menés à terme.

Les hypothèses économiques fondamentales qui ont servi aux projections de l'offre sont décrites au Chapitre 3 - Coûts de l'offre. Elles tiennent compte d'un prix prévisionnel de 24 $US le baril pour le pétrole brut WTI et d'un prix de 4,00 $US par MBtu pour le gaz naturel à la bourse NYMEX. Une synthèse de ces hypothèses est fournie à l'annexe A1.1. À des fins de discussion, les projections de l'offre pour le pétrole brut léger classique, les pentanes plus et le pétrole brut lourd classique sont tirées du scénario Techno-Vert, présenté dans le rapport de l'ONE sur l'offre et la demande d'énergie.

4.4 Dépenses en immobilisations et dépassements des coûts

Pendant la période de 2000 à 2003, le prix moyen du pétrole brut WTI s'est établi aux alentours de 29 $US, ce qui a permis aux producteurs de sables bitumineux de toucher de bons revenus nets. À cet égard, l'industrie des sables bitumineux affiche un optimisme renouvelé. Ainsi, 44 projets de récupération de bitume, nouveaux ou d'agrandissement, ont été annoncés, plus précisément 18 d'extraction à ciel ouvert et 26 in situ, pour mise en œuvre pendant la période de 2004 à 2012. Des dépenses d'immobilisations de l'ordre de 60 milliards de dollars seront requises pour la construction de tous ces projets (figure 4.4). Il est cependant peu probable que tous verront le jour du fait que les niveaux de dépenses pour leur construction semblent être supérieurs à la capacité de l'industrie.

Total des dépenses en immobilisations – Projets d'exploitation des sables bitumineux



Entre 1999 et 2002, la construction a débuté dans le cas de trois grands projets d'agrandissement ou d'exploitation minière intégrée : Millennium de Suncor, 2e étape de l'expansion de Syncrude et projet d'exploitation des sables bitumineux de l'Athabasca (PESBA) dirigé par Shell Canada. Le niveau annuel moyen des dépenses pendant cette période a été de 4,8 milliards de dollars alors qu'elles ont atteint 6,2 milliards de dollars en 2001 et 20023. Tous ces projets ont connu des dépassements de coûts d'au moins 50 %. Dans la même optique, au début de 2004, Syncrude a annoncé que les coûts estimatifs pour la 3e étape de son expansion avaient atteint 7,8 milliards de dollars et que la date de réalisation avait été reportée d'un an jusqu'en 2006. Déjà en 2003, Syncrude avait annoncé une augmentation de ces coûts de 4,1 milliards de dollars à 5,7 milliards de dollars.

Les principales raisons citées sont des travaux techniques préalables insuffisants, un contrôle de la gestion du projet à resserrer ainsi qu'une pénurie de gens de métier compétents et de personnel de supervision chevronné en raison du fait que ces travaux colossaux sont menés en concurrence. La seule envergure des projets semble constituer un facteur d'augmentation, car les dépassements de coûts sont fréquents pour les grands travaux de construction partout dans le monde. Syncrude attribue de tels dépassements, pour la 3e étape de son expansion, aux modifications apportées à l'intérieur d'un cadre fort complexe alors que l'exploitation est déjà en cours. De plus, cette expansion lui permettra de produire un pétrole brut synthétique (PBS) de meilleure qualité à partir de tout le bitume extrait et non simplement pour celui attribuable à la 3e étape.

Certains analystes ont avancé que dans de telles conditions, les sommes précitées ne devraient pas être considérées comme des dépassements de coûts et qu'on devrait plutôt parler de coût véritable de la construction pour les usines de cette envergure. Il est prévu que les estimations de coûts seront à l'avenir plus précises.

Les projets de récupération in situ construits à ce jour ont respecté le budget adopté et les coûts associés ont parfois même été inférieurs aux prévisions. Il s'agit de projets de moindre portée, habituellement d'une valeur inférieure à 500 millions de dollars. Le plus important de tous mené à terme à ce jour a été le projet Makheses de la Compagnie pétrolière impériale, dans la région de Cold Lake, au coût de 1,0 milliard de dollars.

3 Association canadienne des producteurs pétroliers.

4.5 Projections de l'offre

4.5.1 Projections des dépenses en immobilisations

Tel qu'indiqué plus haut, 11 grands projets d'exploitation des sables bitumineux sont prévus, 18 d'extraction à ciel ouvert et 26 in situ. Dans la majorité des cas, les promoteurs de ces projets sont d'importantes sociétés canadiennes ou des multinationales qui ont une expérience considérable au chapitre de la mise en valeur des sables bitumineux. Les projets envisagés constituent souvent le prolongement d'activités fructueuses déjà en cours. Les sociétés dont il est question ici ont accès à de phénoménales ressources de sables bitumineux. De plus, les régimes d'impôts et de redevances qui s'appliquent aux sables bitumineux favorisent les projets d'agrandissement. Par conséquent, il existe à l'heure actuelle un certain nombre de projets prévus ou à venir qui pourraient entrer en production lorsque requis. Toutefois, en raison des dépassements de coûts récents, il semblerait que la capacité limitée du secteur de la construction à mener à bien des projets concurrents de grande envergure puisse freiner la croissance de l'offre.

De manière à obtenir des projections de l'offre limitées en fonction d'un plafond de dépenses en immobilisations faisant appel à des ressources financières stratégiques et soutenues, un profil sur quatre ans a été mis au point pour chaque projet. En se fondant sur les sommes dépensées pour des projets déjà réalisés et sur des dépenses estimatives pour ceux envisagés, le coût par baril de capacité supplémentaire a été établi pour chaque grand type de projet (tableau 4.1). Il a été tenu compte, dans les projections, des capacités et dates d'entrée en service indiquées pour les nouveaux projets, puis le total des dépenses correspondantes a été évalué. En s'appuyant sur une limite théorique de 4,5 milliards de dollars pour les dépenses annuelles, des mises en chantier ont été reportées au besoin de manière à faire en sorte que, de façon générale, ces dépenses ne dépassent pas la limite théorique envisagée.

Les résultats de cet exercice montrent un schéma de dépenses qui varient considérablement mais dont la moyenne annuelle se situe aux environs de 4,4 milliards de dollars pour la période allant de 2004 à 2015 (figure 4.5), les

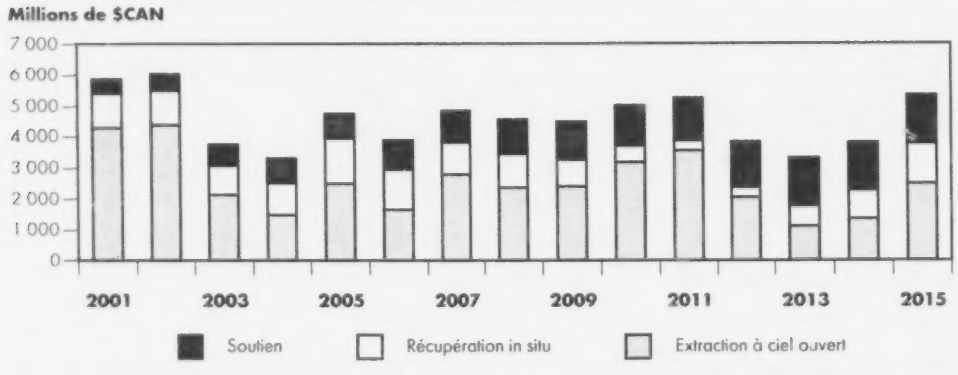
TABLEAU 4.1

Coût par baril de capacité supplémentaire selon le type de projet

Type de projet	Coût par baril – Capacité quotidienne (en $)
SCV	18 000
SGSIV	12 000
Extraction à ciel ouvert et séparation	18 000
Exploitation minière intégrée/séparation/ valorisation	40,000

FIGURE 4.5

Dépenses en immobilisations projetées – Courbe médiane



projections de production totale tirée des sables bitumineux atteignant alors 350 000 m³/j (2,2 Mb/j). Ces chiffres correspondent au profil de la courbe médiane.

En se fondant sur ces mêmes hypothèses de dépenses, l'exercice effectué permet de penser qu'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les futurs niveaux de l'offre pour les sables bitumineux tombent à l'intérieur de la fourchette de valeurs précédemment illustrée à la figure 4.3.

4.5.2 *Projections pour le BPS extrait à ciel ouvert des sables bitumineux et le bitume récupéré in situ*

La figure 4.6 est une illustration des projections, jusqu'en 2015, pour le BPS extrait à ciel ouvert des sables bitumineux et le bitume récupéré in situ, en fonction de la courbe médiane précédemment tracée.

En 2003, la production de PBS attribuable à l'exploitation minière intégrée et à des installations de valorisation s'est établie en moyenne à plus de 76 000 m³/j (480 kb/j), c'est-à-dire à quelque 20 % de la production totale de pétrole brut canadien. D'ici 2015, il est projeté que cette même production de PBS attribuable à l'exploitation minière intégrée et à des installations de valorisation atteindra 180 000 m³/j (1,1 Mb/j), ce qui représente une augmentation de 137 %.

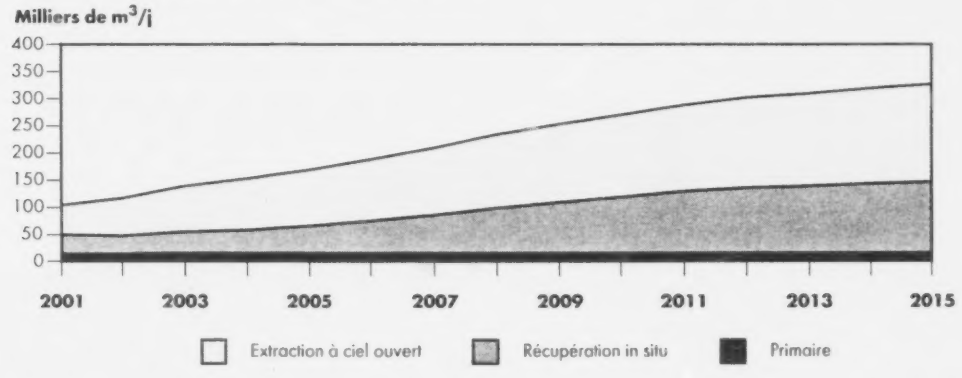
En moyenne, la récupération de bitume in situ a été supérieure à 54 000 m³/j (340 kb/j) en 2003. La plus grande partie, à ce jour, provient des projets thermiques exploités par la Compagnie pétrolière impériale et Canadian Natural Resources Limited (CNRL) dans la région de Primrose/Cold Lake, mais la production tirée des régions de Lindbergh et Peace River n'est pas non plus à négliger.

À l'heure actuelle, 26 grands projets, nouveaux ou d'agrandissement, sont envisagés pour la récupération de bitume in situ. Dans le contexte de la courbe médiane des projections de l'offre, d'ici 2015, la production de bitume in situ projetée devrait atteindre 147 000 m³/j (926 kb/j), pour une augmentation de 172 %.

La production primaire [tirée des sables de production de pétrole lourd à froid (SPPLF)] dans les régions de Wabasca et de Seal (Cold Lake) constitue une composante importante de la récupération in situ, représentant 26 % du total du bitume ainsi extrait en 2003. On prévoit une expansion modérée de la production en question dans ces régions, mais une telle augmentation devrait toutefois

FIGURE 4.6

Courbe médiane des projections de l'offre



être neutralisée en raison du déclin naturel auquel il faut s'attendre ailleurs. Aux fins des projections de l'Office, la production primaire a été maintenue à un niveau uniforme de 15 000 m^3/j (95 kb/j).

4.6 Offre de condensat

Même si une certaine quantité de condensat est produite directement sur le terrain, la majeure partie de l'offre est le fruit du traitement de gaz naturel. Les projections associées à l'offre de condensat sont donc directement liées aux perspectives d'approvisionnement en gaz naturel. Cet élément est inclus dans le présent rapport du fait que le condensat sert principalement de diluant destiné à être mélangé avec du bitume et du pétrole brut lourd afin d'en réduire la masse volumique ainsi que la viscosité de façon à permettre de répondre aux exigences prévues pour le transport par pipeline.

Les projections de l'offre pour le condensat sont tirées en droite ligne du scénario Techno-Vert présenté dans le rapport de l'ONÉ sur l'offre et la demande d'énergie. Entre 2003 et 2015, on projette que les niveaux de l'offre de condensat à partir du BSOC diminueront graduellement et passeront alors de 27 000 m^3/j (171 kb/j) à 24 000 m^3/j (151 kb/j). Avec l'entrée en service éventuelle du pipeline de la vallée du Mackenzie, une quantité supplémentaire de 3 000 m^3/j (19 kb/j) de condensat pourrait alors se matérialiser autour de 2009 ou 2010. Même s'il faut s'attendre à ce que le méthane des gisements houillers (MGH) vienne se greffer à l'approvisionnement en gaz naturel classique provenant du BSOC, il s'agit d'un gaz relativement sec ne renfermant pas une quantité substantielle de condensat.

4.7 Demande de diluant

Le condensat sert surtout de diluant avec le pétrole brut lourd et le bitume pour en faciliter le transport par pipeline à des fins de commercialisation. En général, à l'état brut, le bitume nécessite aux alentours de 40 % de diluant pour le fluidifier tandis qu'il en faut environ 7 % dans le cas du pétrole brut lourd classique.

Deux facteurs déterminants au niveau de la demande de diluant sont le rythme de réalisation des projets de mise en valeur du bitume et l'importance relative des installations de valorisation sur place. Dans les projections de l'offre, la plupart du temps, la mise en valeur par extraction à ciel ouvert des sables bitumineux tient compte d'une certaine capacité de valorisation, de sorte que la quantité nette de diluant requis est nulle. Cependant, on a supposé que certains projets d'extraction à ciel ouvert et la plupart de ceux de récupération de bitume in situ ne prévoient que peu ou pas d'installations de valorisation, nécessitant ainsi un apport supplémentaire important en diluant. La quantité de condensat qui ne peut pas à l'heure actuelle servir de diluant est estimée à 2 000 m^3/j (13 kb/j). Ces chiffres tiennent compte des volumes de condensat utilisés dans le cadre de projets de récupération de pétrole à injection de fluides miscibles, comme charge d'alimentation dans des raffineries ou mélangés directement à la production de brut léger. On suppose qu'une partie de ces volumes deviendront accessibles sous forme de diluant pendant la période des projections.

Au taux de croissance projeté pour le bitume non valorisé, la demande de condensat surpassera l'offre en 2005 ou 2006. Dans ces circonstances, les exploitants de sables bitumineux devront mettre au point d'autres sources de diluant. La pénurie pourrait être atténuée en ajoutant des installations à l'échelle locale, soit pour une valorisation partielle, soit sous forme de petites usines autonomes sur le terrain, si de telles technologies s'avèrent rentables. Autrement, il pourrait être possible d'avoir recours à des pipelines chauffés ou à d'autres types de diluants, comme du pétrole brut léger, du PBS ou du naphte. L'utilisation de PBS comme diluant servant à produire le mélange SynBit gagne en popularité. Le mélange DilSynBit, regroupant condensat, PBS et bitume, est aussi utilisé. Même si l'industrie

s'ajustera à une offre de condensat décroissante, toutes les solutions éventuelles seront à l'origine de coûts supplémentaires.

4.8 Offre nette disponible - Pétrole brut

Par « offre nette disponible » il faut entendre les volumes de pétrole brut pouvant être commercialisés après valorisation et mélange. Ainsi, l'offre nette disponible de pétrole brut canadien regroupe l'ensemble du brut léger classique du BSOC, le brut de la côte Est, le PBS, les pentanes plus, les mélanges de brut lourd et le bitume fluidifié, une fois qu'on a répondu à la demande locale en diluant et en charge d'alimentation. Par conséquent, tous les volumes valorisés de lourd classique ou de bitume in situ, que ce soit au moyen d'usines sur le terrain ou à l'échelle régionale ou encore de l'exploitation minière intégrée avec installations de valorisation, sont considérés être des volumes de PBS.

Il est supposé qu'en partie, le brut léger ou le PBS servira de diluant. Les projections de l'offre disponible regroupent la demande en diluants entrant dans les mélanges de pétrole lourd et de bitume, les volumes recyclés de tels diluants, les pertes de produit pendant la valorisation et le condensat auquel le marché en aval n'a pas accès. Pour la période des projections, l'offre nette disponible totale passe de 358 000 m³/j (2,3 Mb/j) à 448 700 m³/j (2,8 Mb/j), pour une augmentation de presque 26 % (figure 4.7).

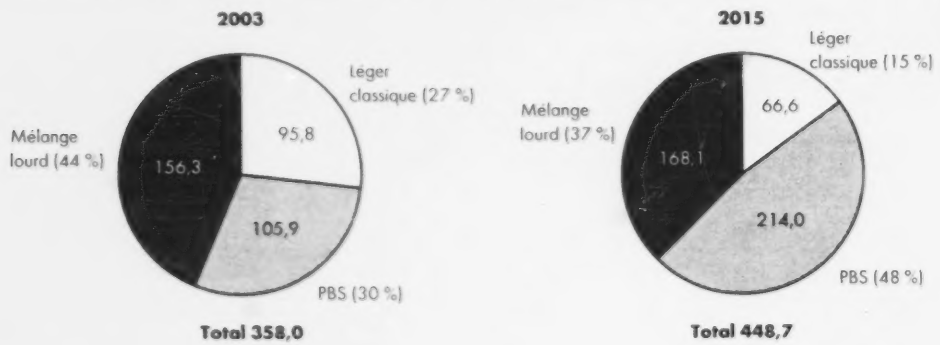
En 2003, le pétrole brut léger classique a représenté quelque 27 % de l'offre nette disponible totale de pétrole brut, les mélanges de pétrole brut et le bitume fluidifié, 43 %, tandis que le PBS en a représenté 30 %. Ces proportions varient grandement au fil de la période des projections. En 2015, le pétrole brut léger classique représente environ 15 % de l'offre nette disponible totale, les mélanges de pétrole brut et le bitume fluidifié, 37 %, tandis que le PBS en représente 48 %.

4.9 Conclusion

Les prix relativement élevés du pétrole depuis l'an 2000 ont permis aux producteurs de sables bitumineux de toucher de bons rendements. Plus de 40 projets, nouveaux ou d'agrandissement, ont été annoncés en vue d'une mise en chantier pendant la période de 2004 à 2012. Dans la majorité des cas, les promoteurs de ces projets sont d'importantes sociétés canadiennes ou des multinationales qui ont de l'expérience au chapitre de la mise en valeur des sables bitumineux et qui disposent de ressources financières suffisantes pour s'en charger.

FIGURE 4.7

Offre nette disponible de pétrole brut par type (en milliers de m³/j)



s'ajustera à une offre de condensat décroissante, toutes les solutions éventuelles seront à l'origine de coûts supplémentaires.

4.8 Offre nette disponible - Pétrole brut

Par « offre nette disponible », il faut entendre les volumes de pétrole brut pouvant être commercialisés après valorisation et mélange. Ainsi, l'offre nette disponible de pétrole brut canadien regroupe l'ensemble du brut léger classique du BSOC, le brut de la côte Est, le PBS, les pentanes plus, les mélanges de brut lourd et le bitume fluidifié, une fois qu'on a répondu à la demande locale en diluant et en charge d'alimentation. Par conséquent, tous les volumes valorisés de lourd classique ou de bitume in situ, que ce soit au moyen d'usines sur le terrain ou à l'échelle régionale ou encore de l'exploitation minière intégrée avec installations de valorisation, sont considérés être des volumes de PBS.

Il est supposé qu'en partie, le brut léger ou le PBS servira de diluant. Les projections de l'offre disponible regroupent la demande en diluants entrant dans les mélanges de pétrole lourd et de bitume, les volumes recyclés de tels diluants, les pertes de produit pendant la valorisation et le condensat auquel le marché en aval n'a pas accès. Pour la période des projections, l'offre nette disponible totale passe de 358 000 m³/j (2,3 Mb/j) à 448 700 m³/j (2,8 Mb/j), pour une augmentation de presque 26 % (figure 4.7).

En 2003, le pétrole brut léger classique a représenté quelque 27 % de l'offre nette disponible totale de pétrole brut, les mélanges de pétrole brut et le bitume fluidifié, 43 %, tandis que le PBS en a représenté 30 %. Ces proportions varient grandement au fil de la période des projections. En 2015, le pétrole brut léger classique représente environ 15 % de l'offre nette disponible totale, les mélanges de pétrole brut et le bitume fluidifié, 37 %, tandis que le PBS en représente 48 %.

4.9 Conclusion

Les prix relativement élevés du pétrole depuis l'an 2000 ont permis aux producteurs de sables bitumineux de toucher de bons rendements. Plus de 40 projets, nouveaux ou d'agrandissement, ont été annoncés en vue d'une mise en chantier pendant la période de 2004 à 2012. Dans la majorité des cas, les promoteurs de ces projets sont d'importantes sociétés canadiennes ou des multinationales qui ont de l'expérience au chapitre de la mise en valeur des sables bitumineux et qui disposent de ressources financières suffisantes pour s'en charger.

Offre nette disponible de pétrole brut par type (en milliers de m³/j)

L'analyse des coûts de l'offre, fondée sur les hypothèses économiques d'un baril de pétrole brut WTI à 24 $US et d'un prix de 4,00 $US par MBtu de gaz naturel sur la bourse NYMEX, indique que les exploitants devraient être en mesure d'obtenir un taux de rendement du capital investi autour de 16 %. Compte tenu d'un taux de rendement suffisant et du grand nombre de projets possibles, les exploitants devraient pouvoir accroître les niveaux de l'offre à un rythme raisonnable.

L'Office a décidé qu'il n'était pas utile de produire un nouvel ensemble de projections de l'offre, mais il a passé en revue la perspective sur l'offre de sables bitumineux présentée dans son propre rapport sur l'offre et la demande d'énergie, en plus d'examiner celles proposées par des tiers et étant du domaine public.

Les projections de l'offre étudiées étant semblables, tant à l'égard des hypothèses sur lesquelles elles s'appuyaient qu'à celui des résultats obtenus, on a préféré tracer une courbe médiane représentant leur moyenne. On a vérifié le caractère raisonnable de cette courbe médiane en établissant le capital qui serait nécessaire afin d'accroître la production dans la mesure requise et en s'assurant de ne pas dépasser outre-mesure un plafond annuel de dépenses de 4,5 milliards de dollars.

En conclusion, la courbe médiane illustrée à la figure 4.3 présente des attentes raisonnables au niveau de l'offre des sables bitumineux jusqu'en 2015.

Références

Association canadienne des producteurs pétroliers (CAPP). *Statistical Handbook 2003*. Calgary (Alberta), CAPP, 2003.

Canadian Energy Research Institute (CERI). *Oil Sands Supply Outlook*. Calgary, 2004.

Enbridge. *Enbridge Pipeline Initiatives*. Exposé présenté devant l'Office national de l'énergie. Calgary (Alberta), 24 septembre 2003.

Energy and Utilities Board de l'Alberta (EUB). *Alberta's Reserves 2002 and Supply/Demand Outlook 2003-2012*. (Série statistique 2003-98). Calgary (Alberta), EUB, 2003.

Groupe de travail sur les questions régionales (GTQR). *Alberta's Oil Sands Industry*. Exposé présenté devant le Canadian Institute of Energy. Calgary (Alberta), 26 mars 2003.

Muse, Stancil & Co. (Muse Stancil)/Association canadienne des producteurs pétroliers (CAPP). *Western Canadian Crude Oil Supply and Markets 2002-2010*. Août 2003.

Office national de l'énergie (ONÉ). *L'avenir énergétique du Canada : Scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025*. Calgary (Alberta), ONÉ, juillet 2003.

MARCHÉS

5.1 Introduction

Comme d'autres, l'ONÉ projette d'importantes augmentations de la production de pétrole brut synthétique (PBS) et de bitume fluidifié, en particulier vers la fin de la décennie (chapitre 4 - Offre de pétrole brut). Le développement de marchés pour cette offre croissante sera requis de manière à assurer la poursuite de l'expansion au niveau de l'exploitation des ressources de sables bitumineux.

Les producteurs présents dans la région des sables bitumineux du Canada ont fait preuve de créativité lorsqu'il a fallu trouver des débouchés pour une production de plus en plus grande. Sans respecter d'ordre particulier, les solutions adoptées à cet égard comprennent l'achat de raffineries, une production respectant des critères de qualité sur mesure en fonction d'exigences précises à ce niveau de la part d'un raffineur/acheteur, la valorisation du produit en un pétrole brut léger de qualité pouvant être vendu, la ratification de contrats d'association à long terme permettant aux raffineurs d'adapter leurs usines en fonction d'un brut d'une qualité précise tiré des sables bitumineux et la vérification de lots d'essai par les raffineurs de manière que ceux-ci puissent établir dans quelle mesure un brut particulier tiré des sables bitumineux peut s'adapter à la configuration de la raffinerie.

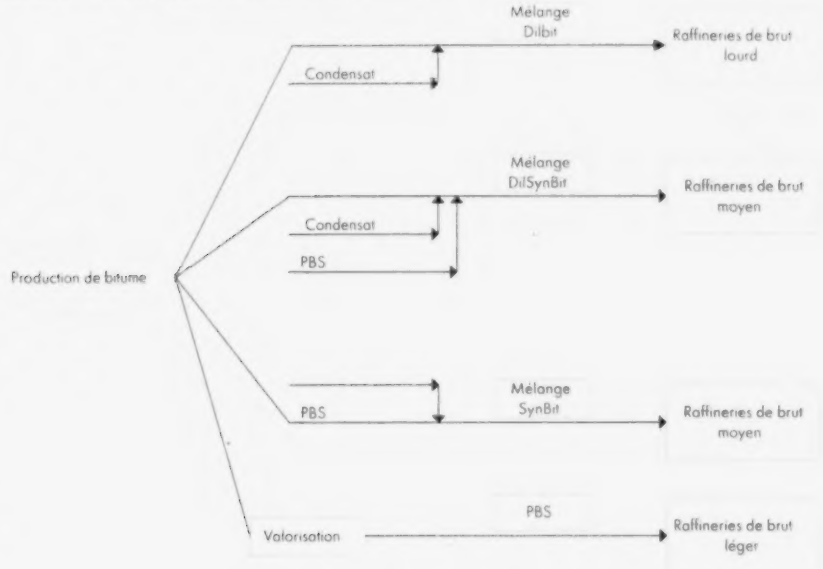
Un exemple récent d'innovation a été la signature d'ententes en vue de l'expédition de mélanges DilSynBit et SynBit, qui constituent de nouvelles formes de produits de bitume. Il est prévu que ces nouveaux produits conviendront à un plus grand nombre de raffineries. Le mélange DilSynBit regroupe condensat, PBS et bitume, tandis que le mélange SynBit en est un de PBS et de bitume. La figure 5.1 illustre schématiquement les différentes qualités des produits de bitume et les marchés visés.

Le présent chapitre expose en détail les marchés actuels et les autres qui pourraient éventuellement accueillir une production accrue tirée des sables bitumineux. L'intention ici n'est pas de choisir un marché précis mais bien d'inviter à la réflexion et de permettre aux lecteurs de tirer leurs propres conclusions quant aux régions les plus prometteuses pour l'acheminement de cette offre croissante.

5.1.1 Marché d'exportation

Le total des exportations de pétrole brut canadien en 2002 a été d'environ 231 000 m^3/j (1,5 Mb/j). La plus grande partie de ce volume est expédiée dans la région PADD II (Midwest américain), puis dans la région PADD IV (Montana, Colorado, Wyoming et Utah). Le rapport de l'ONÉ sur l'offre et la demande d'énergie prévoit que d'ici 2015, les exportations atteindront 440 000 m^3/j (2,8 Mb/j), pour une augmentation de 90 %. Les marchés américains existants continueront de constituer des régions présentant de bonnes possibilités de croissance pour les sables bitumineux du Canada, mais il faudra y en greffer de nouveaux afin de maintenir le rythme des agrandissements dans ce secteur.

Marchés visés pour les sables bitumineux



Depuis une décennie, la dépendance des États-Unis à l'endroit du pétrole importé est plus grande, ce qui reflète une production intérieure décroissante et une demande supérieure. En 2002, les É.-U. ont importé 1,7 million de m^3/j (10,5 Mb/j) de pétrole brut et selon le document intitulé Energy Information Administration's Annual Energy Outlook 2004 qui a été produit dans ce pays, ces chiffres devraient passer à 2,5 millions de m^3/j (15,5 Mb/j) d'ici 2015, un accroissement de 47 %. Les importations nettes ont représenté 54 % de la demande totale en produits pétroliers aux É.-U. en 2002 alors que ce pourcentage s'établissait à 42 % en 1990. D'ici 2015, les importations nettes devraient représenter 63 % de cette même demande totale. Depuis de très nombreuses années, les É.-U. ont absorbé à eux seuls la presque totalité des augmentations de la production pétrolière au Canada et il semble bien qu'ils continueront de constituer le marché par excellence pour le pétrole brut canadien.

L'Asie a attiré l'attention, à l'échelle de la planète, à titre de marché en émergence présentant des possibilités de croissance au cours des années à venir alors que la demande énergétique projetée devrait suivre l'évolution du produit intérieur brut (PIB). Il est probable que la demande de carburants de transport corroborera celle de pétrole.

5.1.2 Secteur du raffinage en Amérique du Nord

Le secteur du raffinage en Amérique du Nord se préoccupe surtout de produire de l'essence et des distillats moyens. Une raffinerie canadienne produit en moyenne 17 500 m^3/j (110 kb/j) tandis que cette moyenne s'établit à 19 700 m^3/j (125 kb/j) aux É.-U. À première vue, il semblerait que la production des raffineries des deux pays est à peu près égale, mais 20 % de celles aux É.-U. produisent plus de 32 000 m^3/j (200 kb/j), la plus grande d'entre elles ayant une capacité de plus de 79 500 m^3/j (500 kb/j). Par contre, au Canada, seules deux raffineries produisent au-delà de 32 000 m^3/j (200 kb/j), la production de la plus grande des deux s'établissant à 39 700 m^3/j (250 kb/j).

Les raffineries en Amérique du Nord devront se pencher sur un certain nombre de facteurs environnementaux, notamment sur les questions de carburants plus propres (p. ex., en réduisant la

quantité de soufre présente dans l'essence et le diesel), de l'interdiction de l'éther méthyltertiobutylique dans plusieurs États américains et de l'ajout d'éthanol dans l'essence. En outre, le secteur du raffinage en Amérique du Nord subit d'intenses pressions de la part du public afin de réduire ses émissions.

Alors que les raffineurs investissent dans des installations permettant de répondre aux nouvelles exigences techniques sur la qualité des carburants, certaines raffineries examinent des façons de modifier leurs activités de manière à leur permettre de transformer des matières de base lourdes de moindre valeur, comme le gasoil sous vide (GSV - sous-produit du bitume), en essence et distillat. Il existe, à toutes fins utiles, deux procédés de valorisation en Amérique du Nord pour la transformation du GSV en produits plus légers pouvant être utilisés : retrait de carbone et ajout d'hydrogène. La cokéfaction et le craquage catalytique sont des exemples de technologies de retrait du carbone tandis que l'hydrocraquage en est un d'ajout d'hydrogène.

À l'heure actuelle, un problème fondamental avec le PBS est la qualité du distillat et du gasoil qui laisse à désirer. Cette situation est principalement attribuable, pendant le craquage, à l'absence d'hydrogène, ce qui favorise la formation d'espèces d'hydrocarbures hautement aromatiques. Dans le cas des carburéacteurs et du diesel, la diminution de la teneur en hydrocarbures aromatiques ne s'obtient pas facilement par la voie des procédés de raffinage classiques et exige l'ajout d'hydrogène.

Afin que les raffineries nord-américaines soient en mesure de traiter des volumes plus importants de la production tirée des sables bitumineux, elles devront investir au niveau d'installations de cokéfaction ou de craquage catalytique, de manière à pouvoir traiter du bitume fluidifié, ainsi qu'au niveau d'installations d'hydrocraquage pour le PBS.

La configuration de la plupart des raffineries canadiennes et américaines comprend au moins une des unités suivantes : unité de craquage thermique (p. ex., cokéfaction), unité de craquage catalytique fluide (CCF) ou unité d'hydrocraquage catalytique (HCU). En général, les raffineries canadiennes ont une moins grande capacité de valorisation et ont été conçues en vue du traitement de pétroles bruts légers tandis que certaines raffineries américaines ont spécialement adapté leur équipement en fonction des pétroles bruts plus lourds de l'Ouest canadien. Par conséquent, une grande partie de la production de pétrole lourd est exportée aux É.-U., en particulier vers les régions PADD II et PADD IV (chapitre 6 - Pipelines, figure 6.2). Dans la plupart des cas, le pétrole brut plus lourd se vendra moins cher, car il est plus coûteux à raffiner et produit une proportion plus faible de carburants de transport de plus grande valeur. Les raffineries américaines d'une plus grande capacité qui ont accès au vaste marché intérieur ont l'avantage de pouvoir réaliser des économies d'échelle et sont ainsi en mesure de comprimer leurs coûts au point où la transformation de pétrole brut lourd est rentable. Ces économies d'échelle permettent aux raffineries d'investir dans des unités de valorisation complémentaires complexes.

La cokéfaction est un procédé de valorisation qui prévoit un craquage thermique rigoureux. La matière d'alimentation, avant d'être placée au fond d'un cylindre métallique de l'unité, est chauffée à une température d'environ 540 °C (1 000 °F). Les produits plus légers ainsi obtenus montent à la surface du cylindre, y en sont retirés et sont acheminés jusqu'à une colonne de fractionnement. Le craquage du résidu plus lourd produit du coke, une substance solide qui ressemble à du charbon. L'avantage d'une unité de cokéfaction comparativement aux procédés de craquage thermique est qu'elle ne produit pas de résidus. Toutefois, le produit qui en est tiré comprend 30 % de coke, pour lequel il faut trouver un marché. Les procédés thermiques sont à l'origine d'essence, de naphte et de gasoil dont le degré de qualité est faible (c.-à-d. dont la teneur en hydrocarbures aromatiques est relativement élevée).

Le CCF a fait son apparition dans le but d'accroître la quantité d'essence produite à partir d'un baril de pétrole brut. Le craquage catalytique nécessite l'assujettissement direct du gasoil lourd à la chaleur et à la pression en présence d'un catalyseur. Ce procédé nécessite des températures variant entre 340 °C et 590 °C (650 °F et 1 100 °F).

L'unité HCU représente une génération plus récente de craqueur catalytique. L'hydrocraquage est une forme de craquage catalytique exigeant la présence d'hydrogène. Lorsque certaines conditions sont respectées, la combinaison d'hydrogène et d'un catalyseur permet d'atteindre des rendements élevés en essence de bonne qualité. L'hydrocraquage peut également servir à produire des distillats légers (carburéacteurs et diesel) à partir de gasoil lourd. Sa plus grande qualité est qu'il ne laisse pas de fractions indésirables (coke, brai ou résidu). Qui plus est, l'unité HCU produit des volumes pouvant être de 25 % plus élevés, même si ce gain est composé en partie de produits plus légers (c.-à-d. propane et butane). L'hydrocraquage est plus fréquent dans les raffineries canadiennes du fait qu'il permet d'obtenir des distillats de grande qualité dans un marché où il existe une demande équilibrée pour l'essence et les distillats. Aussi, les unités HCU permettent un meilleur traitement des hydrocarbures aromatiques.

5.2 Marchés - Existants et éventuels

Au Canada, les raffineries sont réparties dans quatre régions : l'Ouest du pays, l'Ontario, le Québec et les provinces de l'Atlantique. Le secteur du raffinage a recours à la fois à des pétroles bruts canadiens et importés. La capacité de raffinage (tableau 5.1) est de 321 800 m³/j (2,0 Mb/j). En 2002, les raffineries canadiennes fonctionnaient à presque 90 % de leur capacité. Le bitume fluidifié et synthétique ne constituait que 15 % de l'ensemble du brut transformé.

TABLEAU 5.1

Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien – 2002 (en m³/j)

Marché	Capacité de raffinage	Lots de production	Léger classique[1]	Lourd classique	Pétrole synthétique	Bitume fluidifié	Total
Canada							
Ouest	94 400	88 896	40 790	16 873	26 958	4 275	88 896
Ontario	87 500	75 386	18 317	7 120	7 856	5 197	38 490
Est[2]	227 400	204 121	18 317	7 120	7 856	5 197	38 490
Total	**321 800**	**293 017**	**59 107**	**23 993**	**34 814**	**9 472**	**127 386**
É.-U.							
PADD I	252 200	244 944	3 299	4 642	725	532	9 198
PADD II	558 100	510 402	24 418	76 594	16 482	32 137	149 631
PADD III	1 258 600	1 130 171	0	0	731	6	737
PADD IV	90 800	82 593	10 572	21 583	6 468	1 272	39 895
PADD V	407 500	408 147	7 067	0	1 239	630	8 936
Total	**2 567 200**	**2 376 257**	**45 356**	**102 819**	**25 644**	**34 578**	**208 397**
Asie	2 500 000		28	0	8	388	424

Sources : Statistique Canada, l'Office national de l'énergie et l'Energy Information Administration des É.-U.

1 Comprend condensat et pentanes plus.

2 Ontario comprise.

Les raffineries de l'Ouest du Canada traitent surtout du brut léger classique non corrosif, du PBS non corrosif et certains bruts lourds. Elles sont relativement modernes et comptent parmi les plus perfectionnées au pays.

Le secteur du raffinage dans l'Est regroupe des installations modernes et d'autres plus anciennes. Deux raffineries, dans les provinces de l'Atlantique et au Québec, ont été modernisées et sont considérées de calibre international. Une partie des produits raffinés est destinée à l'exportation vers le marché du Nord-Est des É.-U. Les cinq raffineries ontariennes, souvent plus anciennes et moins perfectionnées, desservent les marchés de la région.

Le nombre de raffineries au Canada est en baisse depuis nombre d'années. En majeure partie, il s'agit du résultat d'une restructuration de l'industrie et du maintien de l'exigence de très importants investissements afin de répondre à des demandes de la part des consommateurs et à respecter des normes environnementales en pleine évolution.

Le marché américain est divisé en cinq PADD (Petroleum Administration for Defense District) - (chapitre 6 - Pipelines, figure 6.2). Les raffineries aux É.-U. sont réparties dans l'ensemble du pays, du PADD I au PADD V (tableau 5.1). Les activités de raffinage sont surtout concentrées sur la côte américaine du golfe du Mexique (CAGM), dans le PADD III, où la capacité est largement supérieure à 1,2 million de m^3/j (7,6 Mb/j), puis viennent le PADD II et le PADD V. Au total, les États-Unis disposent d'une capacité de raffinage d'environ 2,6 millions de m^3/j (16,4 Mb/j). En 2002, les raffineries américaines fonctionnaient à presque 93 % de leur capacité. Aux É.-U., le bitume fluidifié et synthétique canadien ne constituait que 3 % de l'ensemble du brut transformé.

Il arrive que du bitume fluidifié et du brut léger classique soient livrés à la demande en Asie, plus particulièrement en Corée du Sud et en Chine. Les producteurs canadiens évaluent ce marché avec intérêt et on prévoit qu'un nombre plus élevé d'envois pourraient être effectués vers ces destinations.

5.2.1 Ouest du Canada

La capacité de raffinage des neuf raffineries de l'Ouest du Canada s'établit à 94 400 m^3/j (590 kb/j) - (tableau 5.2). Ces raffineries appartiennent à Chevron, Co-op, Husky (2), la Compagnie pétrolière impériale, Moose Jaw Asphalt, Parkland, Petro-Canada et Shell.

En 2002, les raffineries de l'Ouest du Canada ont fonctionné à 94 % de leur capacité, transformant aux alentours de 88 900 m^3/j (560 kb/j) de pétrole brut (figure 5.2). De ce total, le brut léger classique représentait une tranche de 46 % ou 41 000 m^3/j (258 kb/j), suivi du pétrole synthétique avec 30 % ou 27 000 m^3/j (170 kb/j), du pétrole brut lourd classique avec 19 % ou 17 000 m^3/j (107 kb/j) et du bitume fluidifié avec 5 % ou 4 300 m^3/j (27 kb/j). On prévoit que les raffineries dans la région d'Edmonton se tourneront toujours davantage vers les sables bitumineux pour remplacer la production classique, en recul.

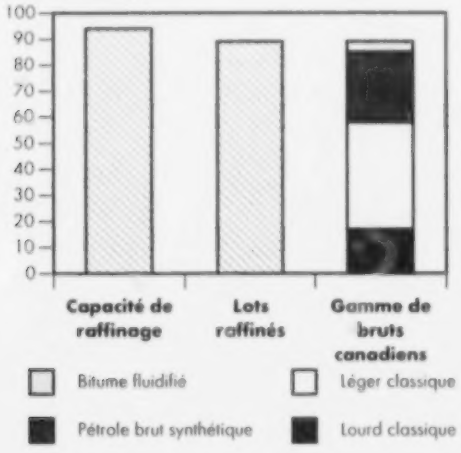
TABLEAU 5.2

Données techniques propres aux raffineries de l'Ouest du Canada

	en m^3/j	en kb/j
Capacité de raffinage	**94 400**	**590**
Installations de cokéfaction	3 000	19
CCF	21 000	132
Unité HCU	12 000	76

Les agrandissements en rapport avec les sables bitumineux sont constants. Une société fermée de Calgary, BA Energy Inc., membre du Value Creation Group of Companies, aussi de Calgary, a rendu public, au quatrième trimestre de 2003, un projet de 800 millions de dollars visant la construction de

Ouest du Canada – Arrivages de pétrole brut canadien en 2002



la première usine indépendante de valorisation de pétrole lourd du Canada. Celle-ci serait située dans le comté de Strathcona, au cœur même de l'Alberta, près des pipelines et des sources de charge d'alimentation. Ce projet, connu sous le nom de Heartland Upgrader, prévoit trois étapes de construction et une capacité de transformation de pétrole lourd ou de bitume en 2006, après la première étape, de 7 900 m³/j (50 kb/j). D'autres agrandissements pourraient accroître cette capacité jusqu'à 23 800 m³/j (150 kb/j).

Dans la même veine, Petro-Canada a annoncé qu'elle apporterait des améliorations à sa raffinerie d'Edmonton, dont la capacité actuelle s'établit à 21 900 m³/j (138 kb/j), en vue de lui permettre de transformer du pétrole brut dérivé des sables bitumineux. Outre l'intégration des sables bitumineux à la production de la raffinerie, le projet tient compte d'une entente sur dix ans, à compter de 2008, en vertu de laquelle Petro-Canada achètera du PBS à Suncor Energy. L'objectif visé est la réduction des coûts du pétrole brut et l'abandon graduel des approvisionnements en pétrole classique de l'Ouest canadien.

Au cours du premier trimestre de 2004, Husky Oil Operations Limited, filiale de Husky Energy, a proposé la réalisation d'un projet commercial de transformation thermique à l'est de Kearl Lake (Alberta), à une soixantaine de kilomètres au nord-est de Fort McMurray. Le projet Sunrise Thermal prévoit l'agrandissement de l'usine de valorisation de pétrole brut de Husky à Lloydminster.

5.2.2 Est du Canada

Il y a 12 raffineries dans l'Est du Canada, mais le PBS et le bitume fluidifié ne sont pas transportés au-delà des frontières de l'Ontario. La capacité de raffinage des six raffineries de l'Ontario s'établit à 87 500 m³/j (551 kb/j) - (tableau 5.3). Elles appartiennent à la Compagnie pétrolière impériale (2), NOVA, Petro-Canada, Shell et Sunoco.

Données techniques propres aux raffineries de l'Ontario

	en m³/j	en kb/j
Capacité de raffinage	**87 500**	**551**
Installations de cokéfaction	3 650	23
CCF	2 600	130
Unité HCU	7 600	48

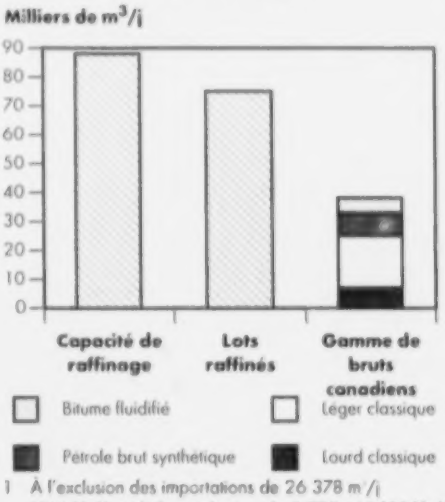
En 2002, les raffineries ontariennes fonctionnaient à 86 % de leur capacité. À l'heure actuelle, la production des raffineurs de l'Ontario est tirée du PBS à 10 % pour 7 856 m³/j (50 kb/j) et du bitume fluidifié à 7 % pour 5 197 m³/j (33 kb/j). En 2002 toujours, les lots de production dans cette province étaient constitués de pétrole brut léger classique à 71 % pour 53 420 m³/j (337 kb/j), qui provenait à 66 % du pipeline d'Enbridge reliant Sarnia à Montréal (canalisation 9) et dont le sens de l'écoulement avait été inversé en juillet 1998.

Il est prévu que les détenteurs de participations dans les installations de production de pétrole brut extracôtier, dans l'Est du Canada, continueront d'acheminer une partie importante de leurs produits vers l'Ontario et le Québec.

La possibilité d'une pénétration encore plus en profondeur du PBS sur le marché de raffinage de l'Ontario existe et on prévoit que ce sera le cas lorsque les raffineries effectueront les investissements requis afin de répondre aux nouvelles exigences techniques sur le carburant imposées par le gouvernement fédéral.

Dans les Motifs de décision OH-1-2003, au sujet de la demande de Pipelines Trans-Nord Inc. (PTNI) et rendus publics par l'Office en juillet 2003, celui-ci a approuvé l'accroissement de la capacité du réseau de transport de produits pétroliers entre Montréal (Québec) et Farran's Point, près d'Ingleside (Ontario), ainsi que l'inversion du sens de l'écoulement de Farran's Point jusqu'à Clarkson Junction à Mississauga (Ontario). Pendant l'audience, Petro-Canada a annoncé qu'elle cesserait d'exploiter sa raffinerie d'Oakville et servirait le marché ontarien à partir de sa raffinerie de Montréal. La société a indiqué que cette décision était motivée par l'importance des montants devant être investis afin de répondre aux exigences en matière de réduction des niveaux de soufre dans le carburant qui entreront en vigueur le 1er janvier 2005 (pour l'essence - 30 ppm) et le 1er juin 2006 (diesel - 15 ppm).

Ontario – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien[1] en 2002



1 À l'exclusion des importations de 26 378 m³/j (166 kb/j) et de la production de 8 725 m³/j (55 kb/j) provenant de la côte Est.

Certains intervenants dans l'industrie ont avancé que les raffineries de l'Est du pays pourraient éventuellement constituer un marché d'expansion pour le PBS. Si les conditions étaient favorables, du pétrole synthétique pourrait être expédié en empruntant la canalisation 9. Au nombre des autres scénarios envisagés, il faut noter une canalisation 9 à pleine capacité vers l'ouest (sens de l'écoulement actuel), un abandon total de la canalisation 9 et l'inversement à nouveau du sens de l'écoulement de la canalisation 9 vers l'est jusqu'à Montréal.

Suncor (Sunoco) a fait part de son intention d'investir 330 millions de dollars en 2004 dans ses activités au Canada, la plus grande partie de ce montant devant être dirigée vers sa raffinerie de Sarnia de façon à répondre aux exigences du règlement fédéral sur la réduction de la teneur en soufre dans le carburant diesel. Suncor entend, par la même occasion, apporter les modifications requises à sa raffinerie de manière à lui permettre de transformer de plus grandes quantités de la production tirée des sables bitumineux.

5.2.3 États-Unis

PADD I

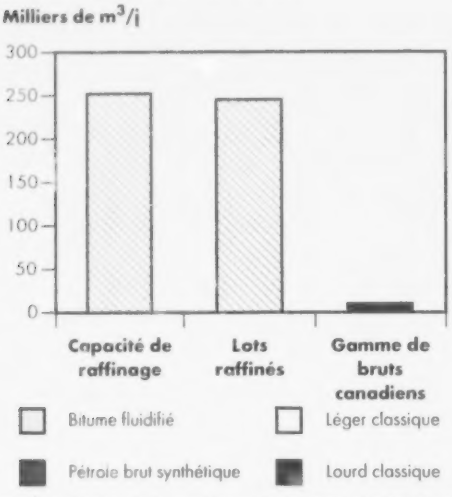
La capacité de raffinage des 11 raffineries du PADD I s'établit à 252 000 m³/j (1,6 Mb/j) - (tableau 5.4). Ces raffineries appartiennent à American, Ergon, Giant, Motiva, ConocoPhillips (2), Sunoco (3), United et Valero.

À l'heure actuelle, les raffineries du PADD I traitent des produits de diverses sources. En 2002,

Données techniques propres aux raffineries du PADD I

	en m³/j	en kb/j
Capacité de raffinage	**252 000**	**1 600**
Installations de cokéfaction	14 400	91
CCF	99 000	623
Unité HCU	6 000	38

PADD I – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien[1] en 2002



1 À l'exclusion de la production de 14 100 m³/j (89 kb/j) provenant de la côte Est.

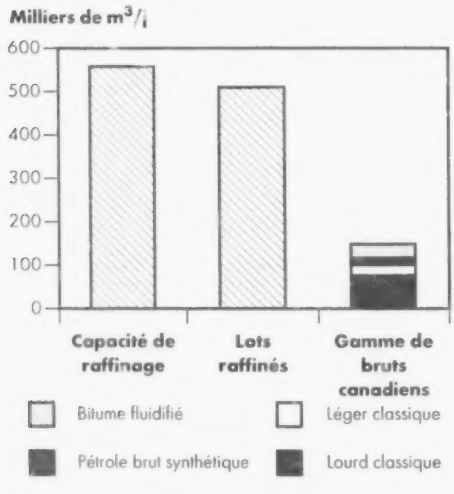
le pétrole brut requis pour ses activités était importé dans une mesure supérieure à 190 000 m³/j (1,2 Mb/j), dont une tranche de 9 200 m³/j (58 kb/j) ou 4 % provenait de l'Ouest du Canada (figure 5.4). En grande partie, l'approvisionnement canadien prend la forme de léger classique produit au large de la côte Est du pays.

Le PADD I traite actuellement de petites quantités de pétrole synthétique et on ne prévoit pas d'augmentations significatives de ces volumes. L'utilisation de bitume fluidifié va croissante et cette tendance devrait normalement se poursuivre au rythme de l'élargissement de la capacité de cokéfaction. United Refining a obtenu un permis environnemental l'autorisant à construire une unité de cokéfaction à ses installations de Warren, en Pennsylvanie. Cette unité pourrait entrer en production en janvier 2007 et on prévoit qu'après son installation, la raffinerie traitera exclusivement du pétrole brut lourd canadien, auquel pourrait éventuellement se greffer de faibles volumes de pétrole synthétique.

PADD II

Le PADD II est le plus important marché américain pour le pétrole brut de l'Ouest canadien et sa capacité de raffinage s'établit à 558 100 m³/j (3,5 Mb/j) - (figure 5.5). En 2002, 72 % ou 149 630 m³/j (943 kb/j) des exportations de pétrole brut de l'Ouest du Canada étaient destinées au PADD II. De cette quantité, le pétrole brut synthétique représente une tranche de 11 % pour 16 480 m³/j (104 kb/j) et le bitume fluidifié en représente une autre de 21 % pour 32 140 m³/j (203 kb/j). Ce marché accueille davantage de pétrole brut synthétique et de bitume fluidifié que les quatre autres PADD réunis. Il s'agit en outre de celui, parmi tous les marchés du Canada et des États-Unis, qui traite la plus grande quantité de bitume fluidifié. Les raffineries du PADD II disposent du matériel voulu pour la transformation de bitume fluidifié, car elles ont fait l'acquisition des unités de valorisation perfectionnées requises pour tirer la valeur maximale du brut lourd. Il est à remarquer que le pétrole brut de l'Ouest canadien constituait 27 % des lots de production du PADD II en 2002. À première vue, il semblerait que de nouvelles occasions pourraient se présenter sur ce marché. Toutefois, les possibilités d'approvisionnement sont nombreuses pour les raffineries dans cette région et le brut canadien doit être proposé à un prix concurrentiel, compte tenu de la production étrangère et intérieure aux É.-U., afin de pouvoir s'y imposer.

PADD II – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien en 2002



Le PADD II est actuellement à court de produits pétroliers raffinés dans une mesure d'environ 127 000 m³/j (800 kb/j) et des sociétés se chargent d'expédier ce manque à produire par pipeline vers le nord à partir du PADD III. En dépit du fait qu'il est plus coûteux d'expédier ainsi des produits raffinés plutôt que du pétrole brut, il y a récemment eu augmentation des transferts de tels produits du PADD III au PADD II. Qui plus est, de récents agrandissements des pipelines de produits Centennial et Explorer ont été à l'origine de pressions en vue de l'utilisation de cette capacité. Cependant, la capacité de certains raffineurs du PADD II ne suffit pas pour répondre à la demande locale et des transferts de produits raffinés à partir du PADD III sont nécessaires.

Les consultations menées par l'Office auprès des intervenants laissent penser que la capacité de raffinage du PADD II pourrait s'accroître de 31 750 m³/j (200 kb/j) d'ici 2010. Aussi, il existe des raffineurs du PADD II qui ont dit être ouverts à de nouveaux projets de cokéfaction pour leurs installations. Il est à prévoir que dans la plus grande partie des cas, on ferait appel à la production tirée des sables bitumineux dans le contexte de tels accroissements de la capacité.

À court terme, il semble qu'une unité de cokéfaction existante, achetée à Premcor, traitera approximativement de 2 900 à 4 800 m³/j (de 18 à 30 kb/j) de brut lourd canadien au cours du premier trimestre de 2004.

Aux fins du présent rapport, le PADD II est séparé en deux régions, nord et sud, chacune étant en outre subdivisée en marchés de plus faible envergure.

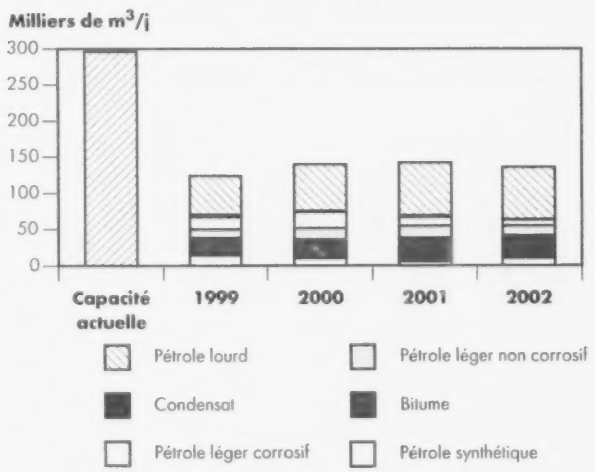
Région nord

La région nord regroupe les raffineries dans les États du Dakota du Nord (Tesoro), du Minnesota (Flint Hills Resources et Marathon Ashland LLC), du Michigan (Marathon Ashland LLC), du Wisconsin (Murphy Oil), de l'Ohio (BP, Marathon Ashland LLC, Sunoco et Premcor), de l'Indiana (BP et Countrymark Cooperative) ainsi que de Chicago, en Illinois (CITGO et ExxonMobil).

Cette région dispose au total de capacités de raffinage supérieures à 296 000 m³/j (1,9 Mb/j). Les raffineries qui s'y trouvent reçoivent du brut expédié par les pipelines d'Enbridge et Express. L'Ouest canadien permet déjà de répondre à une proportion considérable de leurs besoins en pétrole brut. En 2002, 46 % ou 136 000 m³/j (860 kb/j) du pétrole brut traité par ces installations était canadien. De cette quantité, le lourd classique représentait une tranche de 53 % pour 72 000 m³/j (455 kb/j) tandis que le PBS et le bitume fluidifié en représentaient une autre de 30 % pour 41 000 m³/j (260 kb/j). Pétrole brut de l'intérieur et importations de la CAGM constituent les volumes restants (figure 5.6).

FIGURE 5.6

Région nord du PADD II – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien de 1999 à 2002



L'industrie a cerné des possibilités de croissance dans la région nord, dont les raffineries, toutefois, transforment déjà d'importants volumes de pétrole brut canadien. Les arrivages de pétrole canadien sont demeurés

constants ou ont même légèrement augmenté d'année en année. En raison du recul de la production classique au Canada et aux É.-U., il est prévu que cette région continuera d'accueillir des volumes toujours croissants de bitume fluidifié et synthétique, surtout si la capacité de raffinage augmente ou si des installations de valorisation sont ajoutées.

Données techniques propres aux raffineries de Chicago

	en m³/j	en kb/j
Capacité de raffinage	**128 000**	**806**
Installations de cokéfaction	19 840	125
CCF	48 730	307
Unité HCU	0	0

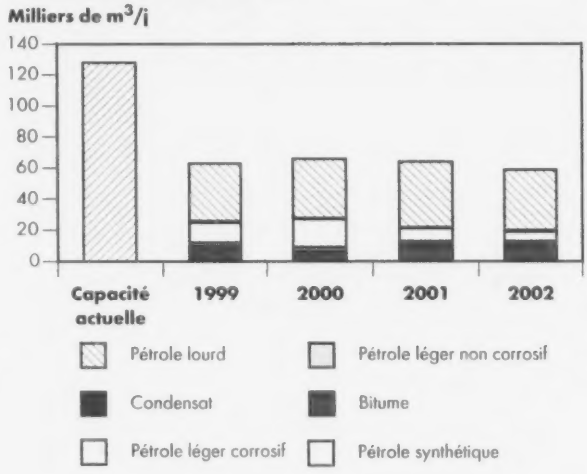
Chicago

La capacité de raffinage des trois raffineries de la région de Chicago s'établit à 128 000 m³/j (806 kb/j) - (tableau 5.5). Ces raffineries appartiennent à BP, CITGO et ExxonMobil.

En moyenne, au cours des quatre dernières années, ce marché a raffiné plus de 60 000 m³/j (378 kb/j) de pétrole brut canadien, ce qui représente presque 50 % de sa capacité de raffinage (figure 5.7). De cette quantité, le pétrole brut lourd classique a représenté une tranche de 66 % pour 39 000 m³/j (246 kb/j), suivi du bitume fluidifié avec 17 % pour 10 000 m³/j (63 kb/j), alors que le reste était constitué de bruts légers. La demande en pétrole brut lourd est saisonnière et varie en fonction des besoins du marché de l'asphalte.

FIGURE 5.7

Chicago – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien de 1999 à 2002



Il existe des pipelines qui livrent à Chicago du brut du marché intérieur, ainsi que des réseaux, au départ de la CAGM, qui servent au transport d'approvisionnements en provenance du pays même comme de l'étranger. Dans le PADD II, surtout à Chicago, le pétrole brut canadien est en concurrence directe avec d'autres, comme le brut léger non corrosif de la Louisiane, Mars, WTI et WTS. La presque totalité de la production de WTS dans le PADD III, qui s'établit à 103 000 m³/j (650 kb/j), est transformée par des raffineries au sud de Chicago.

Certaines expansions de faible envergure au niveau du raffinage sont à prévoir en raison de la demande croissante de produits pétroliers sur ce marché. Il en résultera donc une demande accrue au niveau de l'approvisionnement en sables bitumineux, si ceux-ci sont proposés à prix concurrentiel.

Dakota du Nord/Minnesota/Wisconsin

La capacité de raffinage des quatre raffineries de la région du Dakota du Nord/Minnesota/Wisconsin s'établit à 69 000 m³/j (436 kb/j) - (tableau 5.6). Ces raffineries appartiennent à Tesoro, Flint Hills Resources, Marathon Ashland et Murphy Oil.

La raffinerie de Tesoro, dans le Dakota du Nord, transforme à la demande de faibles volumes de brut canadien. L'Ouest du Canada répond en moyenne à 85 % des besoins en brut des trois autres raffineries, ce qui correspond à 50 000 m³/j (315 kb/j) - (figure 5.8). De cette quantité, le pétrole brut lourd classique représente une tranche de 53 % pour 27 000 m³/j (170 kb/j), suivi du bitume fluidifié avec 25 % pour 13 000 m³/j (82 kb/j) et du PBS avec 5 % pour 2 000 m³/j (13 kb/j).

TABLEAU 5.6

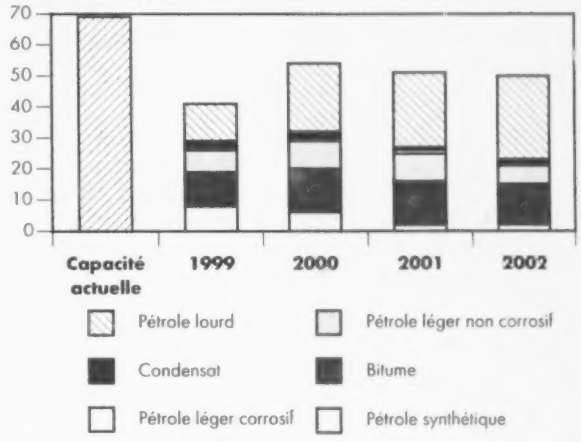
Données techniques propres aux raffineries du Dakota du Nord/Minnesota/Wisconsin

	en m³/j	en kb/j
Capacité de raffinage	**69 000**	**436**
Installations de cokéfaction	9 700	61
CCF	17 800	112
Unité HCU	0	0

Du pétrole canadien est acheminé aux raffineries du Minnesota par l'entremise du réseau d'Enbridge, puis en empruntant le pipeline Minnesota de Clearbrook à Saint-Paul et le réseau Express de Wood River jusqu'au pipeline Koch. Ces raffineries préféreraient utiliser exclusivement du pétrole brut canadien, mais la capacité du pipeline Minnesota, appartenant à Koch Industries et Marathon Ashland, est limitée. Par conséquent, les raffineurs de la région en question traitent une partie de la production intérieure américaine et certains bruts de l'étranger.

FIGURE 5.8

Dakota du Nord/Minnesota/Wisconsin – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien de 1999 à 2002



S'il devait y avoir des expansions au niveau du raffinage dans cette région, il semble bien qu'il faudrait également ajouter à la capacité du pipeline Minnesota de manière que les raffineries puissent traiter un plus grand volume de brut canadien. Flint Hills Resources a annoncé, au premier trimestre de 2004, qu'elle allait construire une unité HCU de 5 600 m³/j (35 kb/j), une usine d'hydrogène et des réservoirs de stockage supplémentaires à sa raffinerie Rosemount (Saint-Paul). Ce projet permettra d'accroître la capacité de raffinage de pétrole brut de 8 000 m³/j (50 kb/j).

À ces raffineries, en raison des activités complexes qui peuvent y être menées, les volumes de sables bitumineux continueront d'augmenter et le lourd classique continuera de perdre du terrain.

Toledo/Detroit

La capacité de raffinage des cinq raffineries du marché de Toledo/Detroit s'établit à 96 000 m³/j (604 kb/j) - (tableau 5.7). Ces raffineries appartiennent à Marathon Ashland (2), BP, Premcor et Sunoco Inc.

L'Ouest du Canada répond à environ 27 % des besoins en pétrole brut du marché de

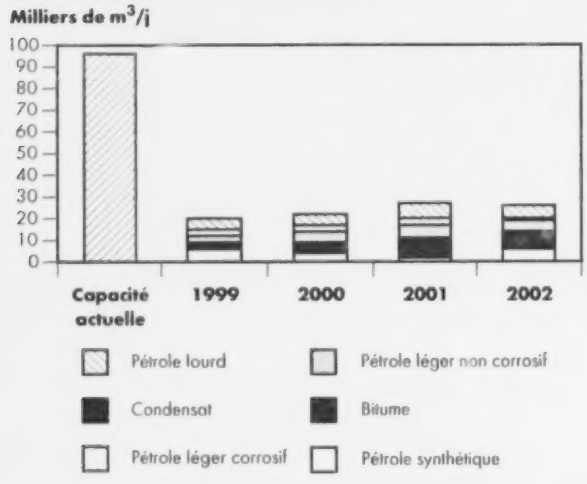
TABLEAU 5.7

Données techniques propres aux raffineries de Toledo/Detroit

	en m³/j	en kb/j
Capacité de raffinage	**96 000**	**604**
Installations de cokéfaction	15 000	93
CCF	33 000	209
Unité HCU	13 000	83

FIGURE 5.9

Toledo/Detroit – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien de 1999 à 2002



Toledo/Detroit, ce qui correspond à 26 000 m³/j (165 kb/j) - (figure 5.9). Le pétrole brut de l'Ouest canadien est surtout acheminé aux raffineries de cette région par l'intermédiaire d'Enbridge, mais aussi par la voie du pipeline Express. En raison de son accès au pipeline Capline, la raffinerie de Canton, en Ohio, est en mesure de recevoir du brut de la CAGM de façon rentable.

Un des problèmes en rapport avec l'approvisionnement de Toledo est la capacité actuellement restreinte de la canalisation 17 d'Enbridge, qui y achemine des produits à partir de la canalisation principale. Cette capacité se situe à 15 900 m³/j (100 kb/j) et seul du pétrole brut lourd est transporté. À l'heure actuelle, la canalisation en question est utilisée par BP et Marathon Ashland (MAP), mais ces deux sociétés sont en concurrence afin d'y accroître leurs volumes. Enbridge, BP et MAP sont en train d'évaluer les possibilités d'agrandissement de cette canalisation jusqu'à 23 800 m³/j (150 kb/j), ce qui permettrait d'acheminer une quantité supplémentaire de 8 000 m³/j (50 kb/j) de pétrole brut lourd canadien sur ce marché.

Région sud

La capacité de raffinage des 13 raffineries de la région sud s'établit à 261 000 m³/j (1,7 Mb/j) - (tableau 5.8). Elles sont réparties de la façon suivante :

- Illinois - ConocoPhillips (Wood River) et Marathon Ashland (Robinson);
- Oklahoma - ConocoPhillips, Gary Williams, Sinclair, Sunoco et Valero;
- Kansas - Farmland, Frontier et NCRA;
- Tennessee - Premcor;
- Kentucky - Marathon Ashland et Somerset.

TABLEAU 5.8

Données techniques propres aux raffineries de la région sud

	en m³/j	en kb/j
Capacité de raffinage	**261 000**	**1,650**
Installations de cokéfaction	18 400	116
CCF	75 000	472
Unité HCU	11 000	71

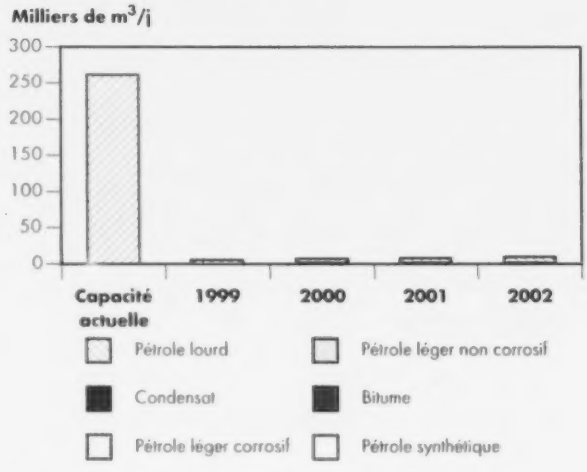
En 2002, dans les raffineries de cette région, le pétrole brut canadien ne représentait que 4 % de l'ensemble des produits traités, soit 11 000 m³/j (65 kb/j). Le lourd classique y comptait dans une proportion de 73 % (figure 5.10).

Au deuxième trimestre de 2003, ConocoPhillips a acquis certains actifs de la raffinerie de Premcor située à Hartford, en Illinois. L'achat portait notamment sur une unité de cokéfaction, une autre de distillation du pétrole brut ainsi que sur un craqueur catalytique. L'acquisition ne visait pas l'accroissement de la production de la raffinerie de ConocoPhillips à Wood River mais plutôt à lui permettre de transformer des pétroles bruts plus lourds et moins coûteux. Cette raffinerie est en

mesure d'ajouter aux volumes de bitume fluidifié qu'elle traite.

On considère depuis peu ce marché en émergence et présentant de formidables possibilités en raison de ses capacités de valorisation. Les acquisitions et projets qui ont fait l'objet d'annonces en série de la part d'Enbridge depuis plusieurs mois devraient normalement permettre à cette société d'affirmer encore davantage sa présence aux É.-U., tout en ouvrant la voie à de nouveaux marchés pour la production de pétrole brut de l'Ouest canadien (voir chapitre 6 - Pipelines), y compris la région sud.

Région sud – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien de 1999 à 2002



Les arrivages de pétrole brut canadien dans la région sud ont doublé depuis quatre ans, mais ils n'y représentent toujours que 4 % de la capacité totale de raffinage. Le pétrole brut canadien occupe désormais une position dominante dans la région nord du PADD II, mais non dans la région sud, en raison de l'absence d'accessibilité par pipeline. Il semble que si les diverses propositions d'agrandissement à cet égard devaient avoir du succès, les livraisons de pétrole brut canadien dans la région en question pourraient augmenter considérablement.

PADD III

La capacité de raffinage des 53 raffineries sises dans le PADD III s'établit à 1 258 600 m³/j (7,9 Mb/j) - (tableau 5.9).

Données techniques propres aux raffineries du PADD III

	en m³/j	en kb/j
Capacité de raffinage	**1 258 600**	**7 900**
Installations de cokéfaction	177 000	1 100
CCF	457 000	2 900
Unité HCU	101 000	634

Le PADD III renferme le centre de raffinage le plus important et le plus complexe qui soit dans le monde. Il compte pour plus ou moins 35 % de la capacité nord-américaine totale.

Ces raffineries utilisent surtout du pétrole brut importé de l'étranger ou tiré de la production intérieure américaine. De petits envois à la demande de pétrole brut de l'Ouest canadien sont parfois effectués jusqu'au PADD III, au même titre que pour des volumes produits au large de la côte Est du Canada (figure 5.11).

On a cru pendant un certain temps que ce marché était inaccessible aux producteurs canadiens puisque les envois devaient se faire par pétrolier et qu'en outre, du fait de leur proximité et de la création de coentreprises avec certaines raffineries, le Mexique et le Venezuela y jouaient un rôle dominant.

Cette situation pourrait changer compte tenu des annonces récentes d'Enbridge relatives à l'achat de divers actifs pipeliniers dans le PADD II (voir chapitre 6 - Pipelines). L'étape logique suivante serait l'inversion de l'écoulement de la canalisation d'ExxonMobil, qui transporte du pétrole brut de

FIGURE 5.11

PADD III – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien en 2002

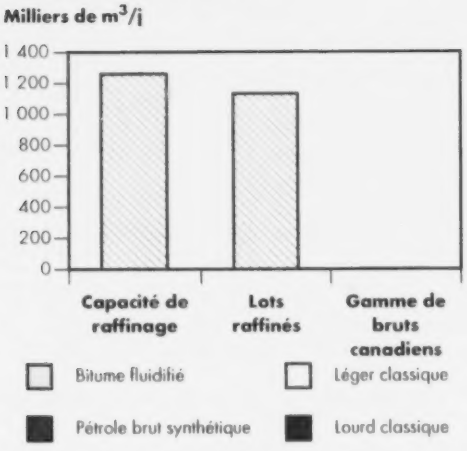


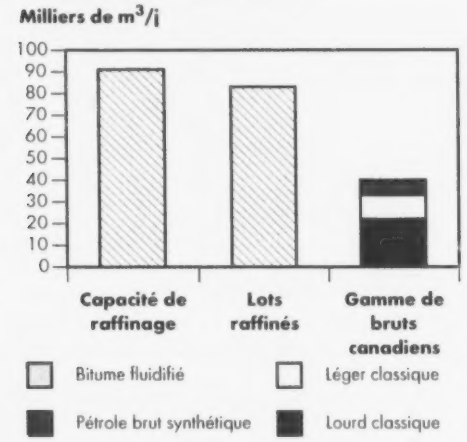
TABLEAU 5.10

Données techniques propres aux raffineries du PADD IV

	en m³/j	en kb/j
Capacité de raffinage	**90 800**	**572**
Installations de cokéfaction	6 700	40
CCF	24 000	150
Unité HCU	795	5

FIGURE 5.12

PADD IV – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien en 2002



Nederland, au Texas, jusqu'à Patoka, plus au nord, en passant par Corsicana. En raison du fait que le marché de la côte du golfe est très concurrentiel, il faut tenir compte de l'incidence sur les revenus nets des producteurs canadiens.

Les intervenants sont d'avis qu'un volume initial de 12 700 m³/j (80 kb/j) ou moins destiné à ce marché permettrait aux producteurs canadiens d'évaluer le degré de rentabilité éventuelle de ventes supplémentaires à une étape ultérieure.

PADD IV

Le PADD IV peut être divisé en trois régions commerciales, le Montana, l'Utah et le Colorado/Wyoming, avec une capacité de raffinage de 90 800 m³/j (572 kb/j) - (tableau 5.10).

Dans cette région, les raffineurs sont preneurs de prix puisque les possibilités sont peu nombreuses au niveau de l'offre de pétrole brut. Ces raffineries ont pendant longtemps transformé la production locale, mais en raison des baisses constantes à ce chapitre année après année, elles ont dû s'approvisionner en brut canadien dans des proportions toujours plus importantes (figure 5.12). Par exemple, en 1995, les importations du Canada ont permis de répondre à plus ou moins 23 % des besoins du PADD IV, tandis que cette proportion était passée à 48 % en 2002. Les raffineries de la région ont tendance à être limitées selon les saisons et doivent en outre importer des produits raffinés.

Le pétrole brut canadien est acheminé jusqu'au PADD IV par l'entremise du pipeline Express, du réseau Rangeland/Western Corridor, des oléoducs Bow River/Milk River/Cenex ainsi que des canalisations Wascana et Eastern Corridor.

Les consultations menées auprès des intervenants laissent croire que la capacité de raffinage pourrait augmenter de quelque 15 900 m³/j (100 kb/j) d'ici 2010, grâce notamment à l'ajout d'une unité de cokéfaction. En outre, il a été suggéré qu'on ferait appel à la production tirée des sables bitumineux dans le contexte de tels accroissements de la capacité.

Montana

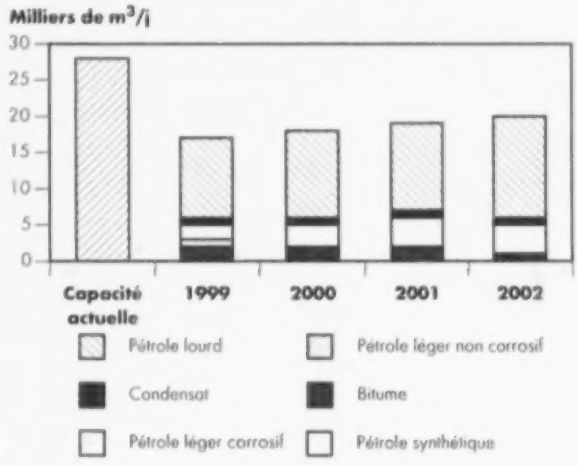
Il y a quatre raffineries au Montana, celles de Cenex, de ConocoPhillips ainsi que d'ExxonMobil à Billings et de Montana Refining à Great Falls, avec une capacité de raffinage de 28 400 m³/j (175 kb/j) - (tableau 5.11).

Données techniques propres aux raffineries du Montana

	en m³/j	en kb/j
Capacité de raffinage	**28 400**	**175**
Installations de cokéfaction	4 000	25
CCF	8 400	53
Unité HCU	794	5

En 2002, dans les raffineries du Montana, le pétrole brut de l'Ouest canadien représentait quelque 70 % de l'ensemble des produits traités, soit 20 000 m³/j (126 kb/j). De cette quantité, le brut lourd classique représentait une tranche de 70 % pour 14 000 m³/j (88 kb/j), suivi du léger corrosif avec 20 % pour 4 000 m³/j (25 kb/j), puis de petits volumes de bitume fluidifié et de condensat (figure 5.13).

Montana – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien de 1999 à 2002



De tout temps, cet État a constitué un très bon marché pour le pétrole brut canadien et tout indique que cela continuera d'être le cas. En outre, il semblerait qu'il puisse prendre un peu d'expansion et même élargir quelque peu sa capacité de cokéfaction.

Utah

La capacité de raffinage totale de l'Utah s'établit à environ 26 700 m³/j (168 kb/j) - (tableau 5.12). Les quatre raffineries qui s'y trouvent appartiennent à Tesoro, ChevronTexaco, Flying J et Holly Corp.

Données techniques propres aux raffineries de l'Utah

	en m³/j	en kb/
Capacité de raffinage	**26 700**	**168**
Installations de cokéfaction	1	7
CCF	8 500	54
Unité HCU	0	0

Les raffineries de l'Utah comptent surtout sur l'offre de pétrole brut léger produit localement, le pétrole brut de l'Ouest canadien ne représentant que 25 % des produits traités, soit 6 300 m³/j (40 kb/j). Les raffineries de cet État traitent surtout du pétrole brut léger non corrosif. Alors que l'offre intérieure continue de décroître, le pétrole synthétique prendra une place plus importante. En 2002, le PBS a affirmé sa présence en Utah, où il constituait 57 % des importations canadiennes pour 4 000 m³/j (23 kb/j) - (figure 5.14).

Il est peu probable que ces raffineurs s'en remettent au bitume fluidifié comme matière de base en raison de l'absence de capacité de valorisation.

FIGURE 5.14

Utah – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien de 1999 à 2002

Milliers de m^3/j

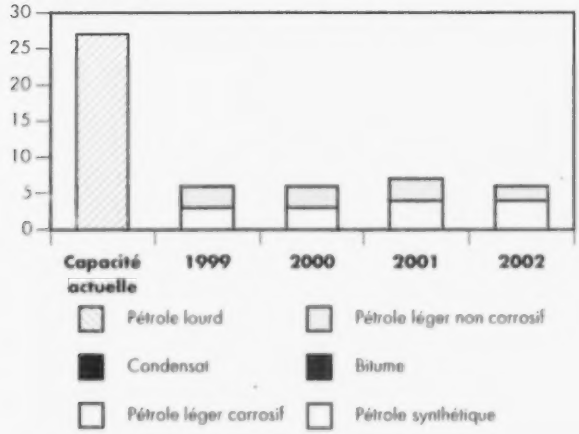


TABLEAU 5.13

Données techniques propres aux raffineries du Colorado/Wyoming

	en m^3/j	en kb/j
Capacité de raffinage	**35 400**	**223**
Capacité de raffinage	2	10
Installations de cokéfaction	11 000	69
CCF	0	0

Colorado/Wyoming

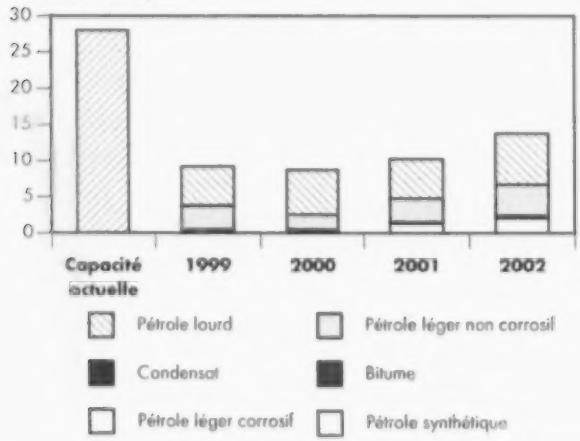
Les six raffineries au Colorado/Wyoming sont celles de Suncor, de Frontier, de Little America, de Sinclair Oil, de Valero et de Wyoming Refining, avec une capacité de raffinage totale de 35 400 m^3/j (223 kb/j) - (tableau 5.13).

En 2002, 39 % ou 13 750 m^3/j (87 kb/j) de tout le pétrole brut traité était canadien (figure 5.15). Pour un peu plus de la moitié, ces volumes étaient composés de pétrole brut lourd classique, suivi du léger non corrosif. Le pétrole synthétique a gagné en popularité et on prévoit que cette tendance se maintiendra avec l'achat, par Suncor, de la raffinerie de ConocoPhillips à Denver. Qui plus est, en raison du recul prévu de la production intérieure américaine et de celle de lourd classique canadien, les raffineries de cette région accorderont une place de plus en plus importante au bitume fluidifié.

FIGURE 5.15

Colorado/Wyoming – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien de 1999 à 2002

Milliers de m^3/j



PADD V

Il y a 20 raffineries dans le PADD V, celles de BP (2), de ChevronTexaco (2), de Shell Oil Products (4), d'ExxonMobil, de Kern, de Paramount, de ConocoPhillips (3), de San Joaquin, de Tesoro, de Valero (3) et de U.S. Oil , avec une capacité de raffinage totale de 407 500 m³/j (2,6 Mb/j) - (tableau 5.14).

De ces 20 raffineries, cinq sont situées dans l'État de Washington et s'approvisionnent régulièrement en pétrole brut canadien (figure 5.16). À l'heure actuelle, les raffineries californiennes acceptent parfois de petits envois à la demande, si elles le jugent rentable et si les volumes en question peuvent être acheminés par la voie du réseau de Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc.

Il existe actuellement trois propositions d'élargissement de l'accès des sables bitumineux aux marchés de la Californie et de l'Asie (voir chapitre 6 - Pipelines, pour un complément d'information à ce sujet).

État de Washington

Il existe cinq raffineries dans l'État de Washington et elles appartiennent à BP, Shell Oil Products, Tesoro, ConocoPhillips et U.S. Oil. Leur capacité de raffinage totale s'établit approximativement à 98 400 m³/j (620 kb/j) - (tableau 5.15).

Dans les raffineries de cet État, le pétrole brut léger canadien représente environ 8 % des produits traités, soit 8 000 m³/j (50 kb/j) - (figure 5.17).

Le pétrole brut du versant nord de l'Alaska (VNA) est privilégié dans les raffineries de l'État de Washington. Alors que ce pétrole continue d'être moins abondant, les mélanges de pétrole lourd et synthétique canadiens pourraient prendre le pas. Sans compter qu'avec de légères modifications aux configurations de raffinage existantes, ces installations pourraient accueillir une plus grande partie de la production tirée des sables bitumineux du Canada, en présence de la capacité pipelinière voulue.

TABLEAU 5.14

Données techniques propres aux raffineries du PADD V

	en m³/j	en kb/j
Capacité de raffinage	**407 500**	**2 600**
Installations de cokéfaction	87 000	550
CCF	124 000	780
Unité HCU	66 000	420

FIGURE 5.16

PADD V – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien en 2002

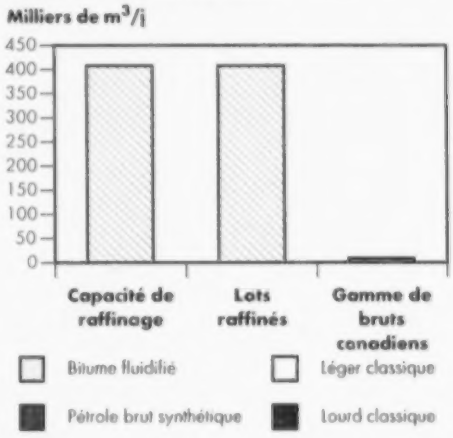


TABLEAU 5.15

Données techniques propres aux raffineries de l'État de Washington

	en m³/j	en kb/j
Capacité de raffinage	**98 400**	**620**
Installations de cokéfaction	13 500	85
CCF	12 150	127
Unité HCU	8 700	55

FIGURE 5.17

État de Washington – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien de 1999 à 2002

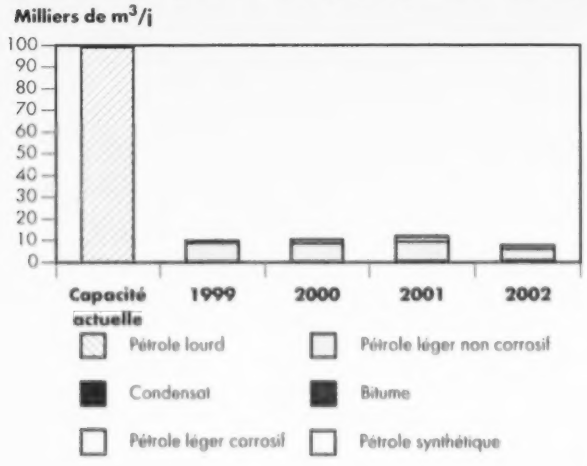


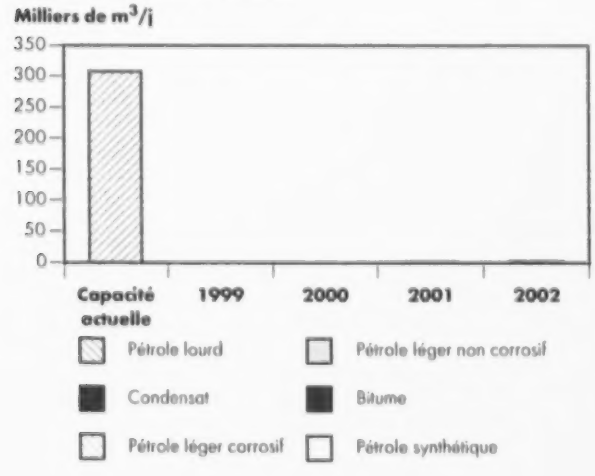
TABLEAU 5.16

Données techniques propres aux raffineries de la Californie

	en m³/j	en kb/j
Capacité de raffinage	**98 400**	**620**
Installations de cokéfaction	13 500	85
CCF	12 150	127
Unité HCU	8 700	55

FIGURE 5.18

Californie – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien de 1999 à 2002



Californie

Il y a 15 raffineries en Californie, celles de BP, de ChevronTexaco (2), de Shell Oil Products (3), d'ExxonMobil, de Kern, de Paramount, de ConocoPhillips (2), de San Joaquin et de Valero (3), avec une capacité de raffinage de 302 000 m³/j (1,9 Mb/j) - (tableau 5.16).

Nombreux sont ceux qui considèrent la Californie comme un marché en émergence présentant de très belles possibilités pour le pétrole brut canadien. Bien des facteurs joueront au niveau de la réalisation ou non de cette prédiction, notamment la vigueur des baisses de production en Californie, la concurrence avec les importations de pétrole brut et la rapidité du recul du VNA. L'industrie a indiqué que ce marché convenait parfaitement au bitume fluidifié et au pétrole synthétique du fait que les raffineries qui s'y trouvent traitent déjà surtout du pétrole brut corrosif, moyen ou lourd. La quantité de pétrole brut canadien présentement livré en Californie est faible (figure 5.18). Celui-ci doit être expédié par l'intermédiaire du pipeline Trans Mountain jusqu'aux installations portuaires de Westridge, puis transporté par pétrolier. Cette façon

de faire est coûteuse et pour que le pétrole brut canadien soit concurrentiel, il faut que son prix soit comparable à celui d'autres pétroles bruts étrangers.

Les pétroles lourds canadiens pourraient très bien remplacer la plus grande partie de la baisse de production locale de pétrole brut lourd et de celle du VNA, en plus d'être concurrentiels face aux autres possibilités au chapitre des importations. Les consultations menées auprès des intervenants ont indiqué que les raffineries de cette région pourraient être ouvertes à la possibilité d'accueillir du brut canadien et même que certaines pourraient envisager la signature de contrats d'approvisionnement à long terme.

Shell a annoncé qu'elle fermerait sa raffinerie de Bakersfield, d'une capacité de 10 300 m³/j (65 kb/j), le 1er octobre 2004 en raison du recul enregistré à l'égard des approvisionnements en pétrole brut lourd provenant de la vallée de San Joaquin. Cette raffinerie est la douzième en importance en Californie.

5.2.4 Asie

L'Asie a attiré l'attention, à l'échelle de la planète, à titre de marché en émergence présentant des possibilités de croissance au cours des années à venir alors que la demande énergétique prévue devrait suivre l'évolution du PIB (tableau 5.17). Il est probable que la demande de carburants de transport corroborera celle de pétrole.

La Chine constituera le facteur dominant dans la région, compte tenu du fait que la croissance prévue de son PIB devrait être bien supérieure à la moyenne pour l'Asie, même à celle des États-Unis et du reste du monde. En moyenne, pendant la période allant de 2003 à 2008, la demande de pétrole devrait s'accroître à un rythme annuel de 4 % (tableau 5.18).

Le marché de l'Asie pourrait éventuellement accueillir des volumes croissants tirés des sables bitumineux. Par exemple, le Japon, la Chine et la Corée du Sud ont importé en tout environ 1,2 million de m³/j (7,5 Mb/j) de pétrole brut en 2002 et il se pourrait que ces chiffres augmentent approximativement jusqu'à 1,6 million de m³/j (10 Mb/j) d'ici 2015.

TABLEAU 5.17

Croissance projetée du PIB dans certains pays – De 2003 à 2010 (en %)

Pays	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2010
Chine	7,4	7,0	6,5	6,4	6,3	6,2	6,0
Japon	0,7	1,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Total - Asie	2,9	3,3	3,5	3,5	3,5	3,5	3,4
É.-U.	2,5	3,0	3,5	3,5	3,5	3,5	3,3
À l'échelle mondiale	2,4	2,9	3,3	3,3	3,3	3,2	3,1

Source : PEL Market Services - Perspective mondiale à long terme pour le pétrole et l'énergie (Avril 2003)

TABLEAU 5.18

Demande projetée pour le pétrole dans certains pays – De 2003 à 2008 (en km³/j)

Pays	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Chine	817	849	887	925	963	1 000
Japon	837	830	830	829	830	830
Total - Asie	3 400	3 500	3 600	3 700	3 800	3 900
É.-U.	3 200	3 200	3 200	3 300	3 300	3 400
À l'échelle mondiale	12 300	12 500	12 800	13 000	13 200	13 500

Source : PEL Market Services - Perspective mondiale à long terme pour le pétrole et l'énergie (Avril 2003)

Nombre de raffineries ainsi que capacité de raffinage en Asie et en Amérique du Nord

Région	Nombre de raffineries	Capacité de raffinage (en km³/j)
Amérique du Nord	153	3 000
Asie		
Chine	95	719
Indonésie	8	158
Japon	33	747
Malaisie	6	82
Corée du Nord	2	12
Philippines	3	53
Singapour	3	209
Corée du Sud	6	404
Taïwan	0	-
Thaïlande	4	112
Vietnam	0	-
Total partiel	160	2 500
À l'échelle mondiale	**717**	**13 000**

Source : *Oil & Gas Journal*, 22 décembre 2003.

Dans le cadre des consultations menées auprès des intervenants, l'Asie a été reconnue comme une destination pour la poursuite d'envois à la demande de pétrole brut canadien. Récemment, il y a eu un intérêt démontré à l'endroit des pétroles bruts canadiens de Cold Lake et de l'Albien. En 2003, la société chinoise Unipec a effectué un achat à la demande de brut de l'Albien (20 °API et teneur en soufre de 2 %) à des fins de mélange avec d'autres pétroles plus légers et moins corrosifs.

À plus long terme, il semble bien que l'Asie pourrait constituer un terrain fertile pour des contrats à terme visant du pétrole brut canadien. Sous ce rapport, Enbridge et Terasen (TMPL) ont élaboré des propositions en vue d'un accès éventuel aux marchés de l'Extrême-Orient ainsi qu'à ceux de la Californie (voir chapitre 6 - Pipelines).

5.3 Conclusion

Les producteurs présents dans la région des sables bitumineux du Canada ont fait preuve de créativité lorsqu'il a fallu trouver des débouchés pour une production de plus en plus grande. Sans respecter d'ordre particulier, les solutions adoptées à cet égard comprennent l'achat de raffineries, une production respectant des critères de qualité sur mesure en fonction d'exigences précises à ce niveau de la part d'un raffineur/acheteur, la valorisation du produit en un pétrole brut léger de qualité pouvant être vendu, la ratification de contrats d'association à long terme permettant aux raffineurs d'adapter leurs usines en fonction d'un brut d'une qualité précise tiré des sables bitumineux et la vérification de lots d'essai par les raffineurs de manière que ceux-ci puissent établir dans quelle mesure un brut particulier tiré des sables bitumineux peut s'adapter à la configuration de leur raffinerie.

Les résultats de consultations menées auprès de l'industrie et la propre évaluation de l'Office au sujet de marchés éventuels laissent croire que certains seront en mesure d'accueillir une production accrue tirée des sables bitumineux. Pendant de nombreuses années, la production de pétrole brut canadien a occupé avec succès une part de plus en plus grande des marchés classiques (c.-à-d., région nord du PADD II, PADD IV ainsi que, dans une moins grande mesure, État de Washington). Durant ce temps, les Canadiens ont acquis une solide compréhension de ces marchés. Par ailleurs, des envois à la demande ont été effectués par pétrolier vers la Californie, le PADD III et l'Extrême-Orient.

On reconnaît toutefois qu'à l'occasion, des remises substantielles devront être accordées de façon que des volumes importants de la nouvelle production tirée des sables bitumineux puissent s'imposer sur des marchés, nouveaux ou existants, alors que ceux-ci s'ajusteront à cette offre accrue.

Les étapes qui suivent présentent un scénario possible en vue de l'accès aux marchés dans le contexte d'une production croissante tirée des sables bitumineux.

- **Première étape :** Saturation des marchés existants, y compris ceux de l'État de Washington, du PADD IV et de la région nord du PADD II, ainsi que peut-être de faibles augmentations de volumes au niveau du marché intérieur.
- **Deuxième étape :** Présence accrue dans le PADD II - régions orientale et méridionale, ainsi que construction peut-être de nouvelles unités de cokéfaction dans les PADD I, II et IV.

  Cette étape comprendrait également un recours aux sables bitumineux au Canada même, à deux raffineries d'Edmonton (Compagnie pétrolière impériale et Petro-Canada).
- **Troisième étape :** Présence accrue dans le PADD III. Il importe de préciser que les perceptions de l'industrie à cet égard étaient variées. D'un côté, certains croient que toute tentative en ce sens générerait une concurrence accrue de la part des autres vendeurs se trouvant sur ce marché, ce qui aurait des répercussions de taille sur les revenus nets tirés du pétrole brut canadien. D'autres sont plutôt d'avis qu'en raison de l'envergure de sa production (1,3 million de m³/j ou 7,9 Mb/j), le Canada pourrait au moins tenter de s'imposer sur ce marché à concurrence de 12 700 m³/j (80 kb/j). En général, il semble qu'on soit au moins en faveur d'effectuer certains essais sur cet énorme marché.

  Les trois étapes qui précèdent pourraient permettre d'absorber de 63 500 à 80 000 m³/j (de 400 à 500 kb/j) de la production tirée des sables bitumineux d'ici 2008. Par la suite, il appert que l'industrie devrait probablement tenter de trouver de nouveaux débouchés, tel que mentionné à la quatrième étape ci-dessous.
- **Quatrième étape :** Tout le monde dans l'industrie semble s'entendre pour dire qu'un nouveau pipeline ou que l'agrandissement d'un pipeline existant jusqu'à la côte Ouest du Canada finira par s'imposer afin de desservir le marché californien, potentiellement lucratif. Selon les intervenants, l'attrait d'un nouveau pipeline ou de l'agrandissement d'un pipeline existant jusqu'à la côte Ouest, comparativement à la mise en place d'un oléoduc qui se rendrait directement jusqu'en Californie, est la possibilité qu'il offrirait de s'attaquer en même temps au marché de l'Extrême-Orient.

  Un autre marché intérieur pourrait être examiné de plus près au besoin et il s'agit de celui de l'Ontario, ce qui nécessiterait la réduction des volumes transportés par le pipeline reliant Sarnia à Montréal, peut-être même l'abandon complet de cette canalisation, et le remplacement de pétrole importé au profit de la production tirée des sables bitumineux.

Références

Canadian Energy Research Institute (CERI). *Oil Sands Supply Outlook: Potential Supply and Costs of Crude Bitumen and Synthetic Crude Oil in Canada 2003-2017* (étude n° 108). Calgary (Alberta), CERI, mars 2004.

Energy Information Administration (EIA). *Annual Energy Outlook 2004*, janvier 2004.

Lafleur, William L. *Petroleum Refining for the Non-technical Person*. PennWell Publishing Company, 1979, 1985.

Marchés mondiaux CIBC. Mise à jour sur l'industrie. *Oil Pipeline Expansion Heats Up: Enbridge, Terasen and the Producers*. Décembre 2003.

Ministère de l'Environnement. *Règlement sur le soufre dans l'essence*. Extrait de la Gazette du Canada, Partie I, 31 octobre 1998.

Ministère de l'Environnement. *Règlement sur le soufre dans le carburant diesel*. Extrait de la Gazette du Canada, Partie II, 31 juillet 2002.

Muse, Stancil & Co./Association canadienne des producteurs pétroliers (CAPP). *Western Canadian Crude Oil Supply and Markets 2000-2010*. Août 2003.

Office national de l'énergie. *L'avenir énergétique du Canada : Scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025*. Calgary, juillet 2003.

PEL Market Services, division de KBC Process Technology. *World Long Term Oil and Energy Outlook*. Avril 2003.

Petroleum Communication Foundation. *Canada's Crude Oil Resources*. Décembre 2001.

PIRA Energy Group. *Crude Oil Pricing in North American Markets*. Décembre 2000.

PIRA Energy Group. *North American Oil Market Infrastructure: What Now and What Next?* Printemps 1999.

Ressources naturelles Canada, Division du pétrole de la Direction des ressources pétrolières, Secteur de l'énergie. *Discussion Paper on the Outlook for the Canadian Petroleum Refining Sector*. Ottawa, 24 octobre 2003.

Worldwide Refining Survey. Oil & Gas Journal, 22 décembre 2003.

PIPELINES

6.1 Introduction

Les pipelines constituent un lien vital de la chaîne de l'offre de sables bitumineux. Ils font le pont entre les producteurs en amont et les raffineurs en aval. Même si le pétrole brut peut être transporté par camion ou chemin de fer, les pipelines représentent le mode de transport le plus pratique, le plus fiable et le plus rentable pour l'expédition de volumes importants. Le présent chapitre se concentre surtout sur l'emplacement et la capacité des pipelines qui transportent du pétrole brut, au Canada et à des fins d'exportation aux États-Unis ou vers d'autres marchés accessibles par bateau. On y traitera exclusivement de ceux qui se chargent du transport de pétrole brut à partir des sables bitumineux. Viendront se greffer à cette énumération les projets de pipelines, au Canada et aux É.-U., qui ont été annoncés et qui visent à accroître la capacité de transport à partir des sables bitumineux.

6.2 Carrefours de l'Alberta

Pour la plupart, les pipelines d'amenée en Alberta, en particulier ceux consacrés au transport de pétrole brut synthétique (PBS) et de bitume fluidifié, acheminent du pétrole brut jusqu'à deux carrefours, à Edmonton et à Hardisty. À partir de là, le pétrole brut peut être transporté en lots distincts jusqu'à différents points de livraison au Canada et aux États-Unis.

Pour les divers types de pétrole brut expédiés au moyen des pipelines d'amenée qui y aboutissent, la capacité de stockage du carrefour d'Edmonton est un peu supérieure à 1 million de mètres cubes (6,5 millions de barils). De là, ce pétrole emprunte deux grands oléoducs :

- Pipelines Enbridge Inc. (Enbridge) est le principal transporteur de pétrole brut vers l'Ontario et les marchés américains;
- Terasen Pipelines (Trans Mountain Pipe Line) Inc. (TMPL) transporte du pétrole brut vers la Colombie-Britannique, l'État de Washington et les installations portuaires de Westridge pour chargement sur des pétroliers.

Le carrefour de Hardisty, pour sa part, est situé à 220 km au sud-est d'Edmonton et relie plusieurs pipelines d'amenée aux pipelines Express, au réseau d'Enbridge et à la canalisation Bow River d'Inter Pipeline Fund. En 2003, la capacité de stockage à Hardisty a augmenté de 476 milliers de mètres cubes (3 millions de barils) en raison de l'ajout de quatre cavernes de sel. Ces cavernes accueillent les produits de base livrés par Enbridge à partir d'Edmonton ainsi que tous les autres volumes manipulés au terminal de Hardisty. Les partenaires en sont Enbridge (Athabasca) Inc. et CCS Income Trust, mais BP Canada Energy loue les installations. La capacité de stockage totale à Hardisty s'établit à environ 1,4 million de mètres cubes (8,8 millions de barils).

Compte tenu des propositions d'accroissement de la capacité des divers grands réseaux, il est probable que les sociétés chercheront aussi à accroître le volume de leurs réservoirs de stockage. Ceci prendra de plus en plus d'importance pour accueillir les différents types de produits tirés des sables bitumineux.

Une des propositions précitées, présentée par Terasen Pipelines Inc. (Terasen), consiste à construire et à exploiter un nouveau terminal de stockage de pétrole brut à l'intérieur du périmètre de la région industrielle de Heartland, dans le comté de Strathcona près d'Edmonton. Ces installations porteraient le nom de terminal Terasen Heartland. Les premiers dessins techniques envisagent les possibilités suivantes :

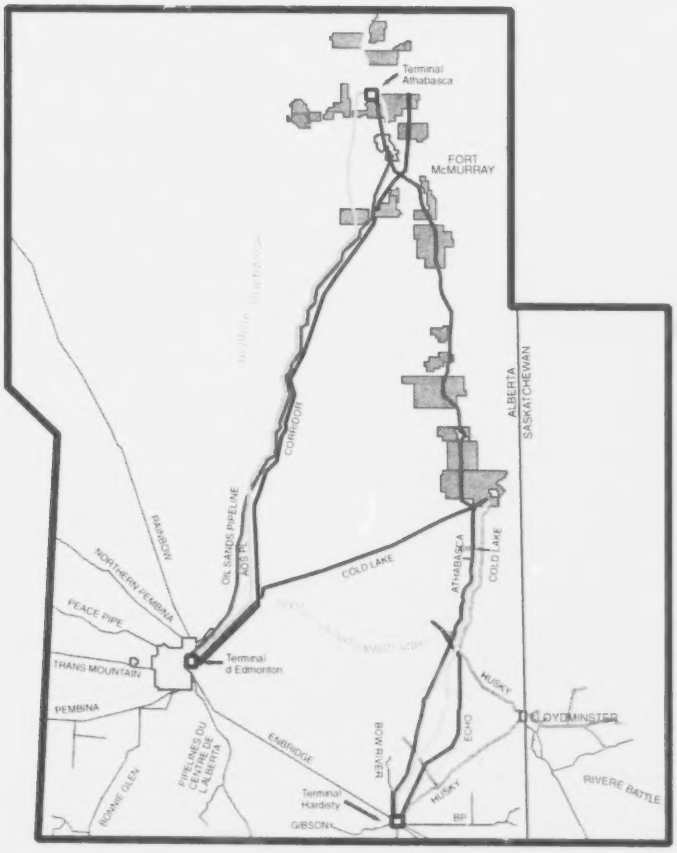
- jusqu'à huit réservoirs de stockage;
- cavernes souterraines de stockage;
- système de comptage;
- autres installations connexes.

Il y aurait en outre un pipeline associé à ce terminal qui serait relié aux installations existantes à Edmonton. Terasen examine de près la conception ainsi que les détails techniques et travaille à la préparation d'une demande à soumettre à l'EUB. Elle prévoit la présenter d'ici le milieu de 2004. Sous réserve des approbations voulues, les travaux de construction pourraient commencer au printemps de 2005 et se terminer à la fin de 2006.

6.3 Pipelines d'amenée existants

FIGURE 6.1

Pipelines d'amenée



Alberta Oil Sands Pipeline

Le réseau Alberta Oil Sands Pipeline (AOSPL), dont Pembina Pipeline Income Fund (Pembina) est propriétaire, transporte du PBS de la région de Fort McMurray (Alberta) jusqu'à Edmonton. Le réseau AOSPL est constitué d'une canalisation principale de 434 km à laquelle se greffent diverses installations. La canalisation part des installations de Syncrude Canada Ltd. et sert exclusivement au transport de la production de cette société. Le pipeline a été agrandi au fil des ans, en fonction des augmentations de la production à Syncrude. La capacité actuelle d'AOSPL est de 43 700 m^3/j (275 kb/j), mais elle passera à 61 900 m^3/j (390 kb/j) à la réalisation de la troisième étape de son agrandissement. Celui-ci prévoit l'ajout de doublements d'une longueur de 273 km à la canalisation

principale et des améliorations à la station de pompage d'origine. Les travaux de construction se sont terminés plus tôt que prévu et le projet devrait entrer en service d'ici le deuxième trimestre de 2004.

Athabasca Pipeline

Athabasca Pipeline, propriété d'Enbridge Inc., est un pipeline de 550 km dont la capacité actuelle s'établit à 38 200 m^3/j (240 kb/j). Il sert au transport de PBS et de bitume fluidifié. Il franchit la distance qui sépare l'usine de Suncor au nord de Fort McMurray et le terminal de Hardisty, point de livraison du pétrole brut qu'il transporte, en passant par Cold Lake (Alberta). En 2002, Enbridge a ajouté des canalisations latérales reliant le terminal Athabasca aux projets de production de bitume de la rivière MacKay (Petro-Canada) et du lac Christina (EnCana). Dans le cas de la rivière MacKay, il s'agit d'une canalisation isolée pour bitume chaud. Celle pour le lac Christina comprend deux branches latérales, une servant à la livraison de diluant jusqu'à la concession et l'autre permettant de rapatrier le bitume dilué jusqu'au pipeline Athabasca à Kirby Lake (Alberta).

Athabasca Pipeline pourrait atteindre une capacité maximale de 90 600 m^3/j (570 kb/j) avec l'ajout de stations de pompage. Tout agrandissement futur dépendra exclusivement de la demande de l'industrie pour une capacité supplémentaire.

Cold Lake Pipeline

Cold Lake Pipeline appartient à Inter Pipeline Fund et à Canadian Natural Resources Limited (CNRL). Ce réseau est composé de deux tronçons distincts. Cold Lake West est une canalisation de 223 km avec une capacité de 37 400 m^3/j (235 kb/j) qui sert au transport de pétrole brut de Cold Lake à Edmonton. Cette canalisation est jumelée à une autre de retour, de 12 po de diamètre, pour le diluant. La plus récente section de ce réseau, Cold Lake South, a commencé à livrer du bitume fluidifié à Hardisty en décembre 2001. Sa longueur est de 418 km et sa capacité de 31 800 m^3/j (200 kb/j).

Ces deux canalisations servent exclusivement au transport de bitume fluidifié de Cold Lake. Cependant, une entente commerciale récemment signée avec trois expéditeurs prévoit la livraison d'un autre produit sur ce réseau, soit le mélange DilSynBit. C'est ainsi que d'ici le quatrième trimestre de 2004, des expéditions d'environ 9 500 m^3/j (60 kb/j) de mélange DilSynBit commenceront à être effectuées.

Terasen Pipelines (Corridor) Inc.

Terasen Pipelines (Corridor) Inc. est une filiale de BC Gas Inc. Le pipeline Corridor est divisé en deux sections. La première, qui est constituée d'un réseau de canalisations doubles, s'étend sur 450 km et relie les gisements de la rivière Muskeg, du projet d'exploitation des sables bitumineux de l'Athabasca (PESBA), près de Fort McMurray, à l'usine de valorisation de Scotford, adjacente à la raffinerie de Shell près d'Edmonton. Une première canalisation transporte 35 100 m^3/j (220 kb/j) de bitume fluidifié jusqu'à l'usine de valorisation de Scotford tandis qu'une seconde sert à retourner un volume de 11 300 m^3/j (71 kb/j) de diluant au gisement.

L'autre réseau est en fait un pipeline d'une longueur de 43 km associé à l'usine de valorisation de Scotford. Une canalisation de ce réseau sert à l'expédition de 19 950 m^3/j (125 kb/j) de PBS jusqu'à des terminaux au carrefour d'Edmonton. L'autre permet le retour à l'usine de valorisation d'un volume de charge d'alimentation supplémentaire pouvant atteindre 6 450 m^3/j (41 kb/j).

Comme d'autres pipelines, celui de Corridor sera agrandi en fonction des augmentations de la production au PESBA. Les plans actuels prévoient l'ajout de stations de pompage d'ici la fin de la décennie de manière à amener le pipeline à sa capacité maximale de 56 800 m^3/j (357 kb/j) pour le bitume fluidifié. Encore plus loin dans le temps, si l'expansion des gisements Jackpine dans le cadre du projet Albian se concrétise entre 2010 et 2015, un nouveau pipeline sera alors requis pendant la même période, portant la capacité totale à entre 90 600 m^3/j (571 kb/j) et 113 300 m^3/j (714 kb/j).

ECHO Pipeline

ECHO Pipeline est la propriété de CNRL, qui en est aussi l'exploitant. En raison d'un prolongement, à la fin de 2001, jusqu'aux propriétés de CNRL qui recèlent du pétrole brut, cette canalisation franchit désormais une distance de 210 km, de Beartrap (Alberta) jusqu'au terminal de Hardisty. Le pipeline ECHO élimine la nécessite de mélanger du condensat puisqu'il s'agit d'une canalisation isolée permettant un transport à haute température. Le bitume chaud peut ainsi y circuler, mais une fois rendu au carrefour de Hardisty, il faut y mélanger du diluant de façon à lui permettre de répondre aux exigences prévues pour le transport par pipeline en aval. La capacité actuelle s'établit à 9 000 m^3/j (57 kb/j), mais elle pourrait passer à 11 900 m^3/j (75 kb/j) grâce à de légères améliorations aux stations de pompage.

Husky Pipelines

Husky Pipelines, propriété de Husky Energy, regroupe plusieurs pipelines de collecte qui servent au transport de pétrole brut lourd classique et de bitume, des propriétés à Cold Lake ainsi qu'à Lloydminster (Alberta) jusqu'aux installations de valorisation et de raffinage de Husky à Lloydminster. De là, le réseau est en mesure d'acheminer les mélanges Lloydminster et du pétrole synthétique Husky jusqu'au carrefour de Hardisty.

Oil Sands Pipeline

Oil Sands Pipeline est la propriété de Suncor Energy Corporation, qui en est aussi l'exploitant. Cette canalisation transporte du PBS sur 430 km, de l'usine de sables bitumineux de Suncor au nord de Fort McMurray jusqu'au carrefour d'Edmonton et aux raffineries de la région. La capacité varie entre 14 300 m^3/j (90 kb/j) et 22 300 m^3/j (140 kb/j), selon la qualité du pétrole brut. L'usine Suncor produit du PBS variant de léger non corrosif à lourd corrosif. Cette canalisation peut également servir au transport de faibles volumes [quelque 2 000 m^3/j (13 kb/j)] de produits sous haute pression de vapeur, comme le propane et le mélange C_3+.

Rainbow Pipeline

Rainbow Pipeline appartient à Rainbow Pipe Line Company Ltd. La canalisation principale, d'une longueur de 781 km, s'étend de Zama Lake (Alberta) jusqu'à Edmonton. Sa capacité se situe actuellement à 42 000 m^3/j (265 kb/j) pour l'expédition de pétrole brut léger classique non corrosif, de condensat et de bitume fluidifié provenant de Peace River ainsi que de Wabasca. D'ici le milieu de 2004, une quantité supplémentaire de bitume proviendra du réseau associé au projet de Black Rock Seal. Un pipeline de 7 950 m^3/j (50 kb/j) est en construction et permettra de relier le réseau Rainbow au terminal Nipisi. Pour le moment, cette augmentation n'outrepasse nullement la capacité de la canalisation principale.

6.4 Grands pipelines

Pipelines Enbridge Inc.

Pipelines Enbridge Inc., propriété d'Enbridge Inc., est le plus gros transporteur de pétrole brut vers l'Ontario et les États-Unis à partir de l'Ouest canadien. Le réseau principal, regroupant les canalisations 1, 2, 3, 4 et 13, a une capacité totale qui s'établit à 292 500 m³/j (1,8 Mb/j). Le pétrole brut entre sur le réseau à Edmonton et Hardisty, Regina (Saskatchewan) et Cromer (Manitoba). Le réseau de pipelines Lakehead d'Enbridge dessert les raffineries de l'Ontario et du côté américain de la région des Grands Lacs. Il s'agit là du plus important marché pour tous les types de pétrole brut canadien. Enbridge est également le plus important transporteur de pétrole synthétique et de bitume fluidifié.

En outre, cette société expédie des produits pétroliers raffinés d'Edmonton jusqu'à la Saskatchewan et au Manitoba, en plus de transporter des liquides de gaz naturel d'Edmonton, de Kerrobert (Saskatchewan) et de Cromer jusqu'à Sarnia (Ontario) ainsi qu'à différents endroits dans le Midwest américain. Elle dessert indirectement les régions des Rocheuses américaines et, dans une moindre mesure, du Midwest, par l'entremise de raccordements avec les pipelines Express et Bow River, à Hardisty, de même qu'avec le réseau Wascana, à Regina.

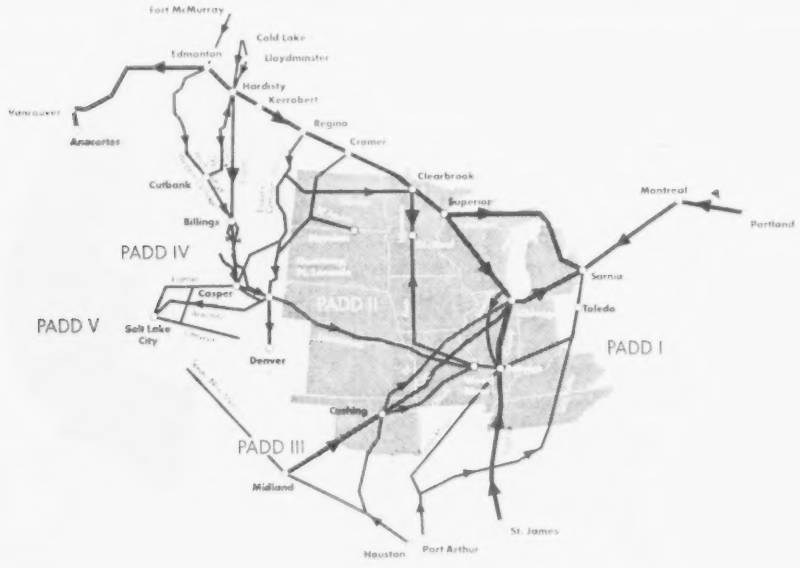
Le réseau Lakehead appartient à Enbridge Energy Partners, L.P. et se raccorde au pipeline d'Enbridge dans le sud du Manitoba, à la frontière canado-américaine. Il livre du pétrole brut de Superior, au Wisconsin, jusqu'à Sarnia et directement vers le sud jusqu'à l'important marché de Chicago, en Illinois. Par la voie des autres canalisations appartenant à Enbridge, du pétrole brut est livré à des raffineries de :

- Toledo, en Ohio;
- Detroit, au Michigan;
- Superior, au Wisconsin;
- Warren, en Pennsylvanie.

Le réseau Lakehead est aussi relié à d'autres pipelines, notamment à ceux du réseau Mustang Pipe Line Partners, dans lequel la société détient une participation de 30 %, qui sert à la livraison de pétrole brut de l'Ouest canadien jusqu'au carrefour de Patoka, en Illinois. Qui plus est, à Clearboork, au Minnesota, il est raccordé au pipeline Minnesota en vue de l'expédition de pétrole brut jusqu'aux raffineries de Twin Cities, dans ce même État américain.

Avec une production croissante tirée des sables bitumineux, Enbridge a entrepris divers agrandissements de son réseau principal. Le programme Terrace est presque mené à terme. La première étape, complétée au début de 1999, a permis d'ajouter une capacité d'environ 27 000 m³/j (170 kb/j). La deuxième étape est entrée en service au deuxième trimestre de 2002 et a permis d'accroître la capacité d'un volume supplémentaire de 6 300 m³/j (40 kb/j). Les travaux de construction pour la troisième étape sont terminés mais la transposition de produits dans les canalisations, qui avait été proposée, ne s'est pas encore concrétisée. Enbridge envisage en effet, à cette étape du projet, de faire en sorte que la canalisation 3 transporte du brut lourd plutôt que léger et la canalisation 2 du léger plutôt que du lourd. Une fois cette transposition réalisée, la capacité d'Enbridge s'établira à presque 316 000 m³/j (2 Mb/j).

Principaux marchés de brut ainsi que pipelines les desservant au Canada et aux É.-U.



Express Pipeline

Express Pipeline, dont l'exploitant est Terasen Pipelines Inc., est le plus récent de trois grands pipelines et son entrée en exploitation remonte à avril 1997. Il relie Hardisty à Casper, au Wyoming, où il est raccordé à sa contrepartie américaine, le pipeline Platte. Au carrefour de Casper, le pipeline Platte prend en charge du pétrole brut canadien et américain provenant des pipelines de ConocoPhillips ainsi que d'ExxonMobile au Montana afin de l'acheminer jusqu'au marché de Wood River, en Illinois. À partir ce de même carrefour, le pétrole brut peut également être expédié vers le sud-ouest, jusqu'aux raffineries de Salt Lake City, en Utah, par l'intermédiaire d'un réseau de pipelines de moindre envergure (Frontier et Anschutz). Du raccordement à Guernsey, au Wyoming, jusqu'à la canalisation dont Suncor a récemment fait l'acquisition, du pétrole brut peut être acheminé au sud vers les raffineries de Denver, au Colorado. Cette situation profitera à Suncor, grand producteur de PBS, qui a récemment acheté à ConocoPhillips la raffinerie que cette société exploitait à Commerce City, au Colorado.

En juillet 2001, Express a raccordé sa canalisation principale, au Montana, avec le pipeline Glacier en vue d'un accès à Billings. De cette manière, jusqu'à 4 800 m³/j (30 kb/j) de pétrole brut supplémentaire peuvent être transportés jusqu'au marché de Billings. Express a ajouté un autre marché à ceux déjà desservis grâce à un raccordement à la hauteur de Holdredge, au Nebraska, avec la canalisation Jayhawk, permettant ainsi la livraison de pétrole brut via le pipeline Platte. Pour le moment, le pétrole brut empruntant cette voie ne peut avoir accès qu'à la raffinerie National Co-Op à McPherson, au Kansas.

Express a présenté une demande en vue d'une augmentation de 17 600 m³/j (111 kb/j) de sa capacité, qui s'établit actuellement à 27 300 m³/j (172 kb/j). (Voir la section 6.6.4 - PADD IV pour le détail.)

Principaux marchés de brut ainsi que pipelines les desservant au Canada et aux É.-U.

Express Pipeline

Express Pipeline, dont l'exploitant est Terasen Pipelines Inc., est le plus récent de trois grands pipelines et son entrée en exploitation remonte à avril 1997. Il relie Hardisty à Casper, au Wyoming, où il est raccordé à sa contrepartie américaine, le pipeline Platte. Au carrefour de Casper, le pipeline Platte prend en charge du pétrole brut canadien et américain provenant des pipelines de ConocoPhillips ainsi que d'ExxonMobile au Montana afin de l'acheminer jusqu'au marché de Wood River, en Illinois. À partir ce de même carrefour, le pétrole brut peut également être expédié vers le sud-ouest, jusqu'aux raffineries de Salt Lake City, en Utah, par l'intermédiaire d'un réseau de pipelines de moindre envergure (Frontier et Anschutz). Du raccordement à Guernsey, au Wyoming, jusqu'à la canalisation dont Suncor a récemment fait l'acquisition, du pétrole brut peut être acheminé au sud vers les raffineries de Denver, au Colorado. Cette situation profitera à Suncor, grand producteur de PBS, qui a récemment acheté à ConocoPhillips la raffinerie que cette société exploitait à Commerce City, au Colorado.

En juillet 2001, Express a raccordé sa canalisation principale, au Montana, avec le pipeline Glacier en vue d'un accès à Billings. De cette manière, jusqu'à 4 800 m³/j (30 kb/j) de pétrole brut supplémentaire peuvent être transportés jusqu'au marché de Billings. Express a ajouté un autre marché à ceux déjà desservis grâce à un raccordement à la hauteur de Holdredge, au Nebraska, avec la canalisation Jayhawk, permettant ainsi la livraison de pétrole brut via le pipeline Platte. Pour le moment, le pétrole brut empruntant cette voie ne peut avoir accès qu'à la raffinerie National Co-Op à McPherson, au Kansas.

Express a présenté une demande en vue d'une augmentation de 17 600 m³/j (111 kb/j) de sa capacité, qui s'établit actuellement à 27 300 m³/j (172 kb/j). (Voir la section 6.6.4 - PADD IV pour le détail.)

Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc.

TMPL, filiale de BC Gas Inc., a une capacité de 41 300 m³/j (260 kb/j) pour le pétrole brut léger. Ce pipeline assure des livraisons à partir du carrefour d'Edmonton ou encore de Kamloops (Colombie-Britannique) jusqu'à la raffinerie de Chevron à Vancouver. Il permet aussi l'envoi de produits pétroliers raffinés des raffineries d'Edmonton jusqu'aux terminaux de Kamloops et de Vancouver. TMPL transporte en outre du pétrole brut canadien par l'entremise de sa filiale pipelinière jusqu'aux raffineurs de l'État de Washington à Sumas. En passant par les installations portuaires de Westridge à Vancouver, il lui est possible de procéder au chargement de pétroliers afin d'acheminer du pétrole brut canadien vers d'autres marchés, notamment ceux de la Californie et de l'Asie.

Ce réseau est conçu pour le transport de pétrole brut léger et d'autres produits pétroliers. Compte tenu de la configuration actuelle, le pipeline TMPL ne permet chaque mois que le chargement en brut lourd d'au plus deux pétroliers et la capacité ainsi réduite passe alors de 41 300 m³/j (260 kb/j) à 29 900 m³/j (188 kb/j). Terasen cherche à faire approuver un accroissement de cette capacité jusqu'à 34 100 m³/j (215 kb/j) de façon à permettre le chargement en brut lourd, chaque mois, de quatre pétroliers. S'il n'y avait pas de pétrole brut lourd à transporter, la capacité de la canalisation après agrandissement serait de 46 000 m³/j (290 kb/j). D'autres détails au sujet de la demande d'agrandissement sont présentés à la section 6.6.5.

6.5 Autres pipelines vers les marchés étrangers

Rangeland Pipeline

Rangeland Pipeline, dont la capacité se situe à 10 300 m³/j (65 kb/j), achemine du pétrole brut de Sundre (Alberta) jusqu'à Cutbank, au Montana. Ce réseau comprend une section à écoulement vers le nord jusqu'à Rimbey (Alberta). La canalisation principale, à écoulement vers le sud, sert principalement au transport de pétrole brut léger classique et d'une certaine quantité de bitume de Cold Lake jusque vers les marchés du Montana, du Wyoming et de l'Utah. Il est possible d'atteindre ces marchés grâce au raccordement entre le pipeline Rangeland et le réseau Western Corridor au Montana. Ce réseau est constitué des pipelines Glacier, Beartooth et Big Horn. Au-delà des canalisations de collecte à Sundre, Rangeland est en mesure de recevoir du pétrole brut d'Edmonton par la voie d'un raccordement, à Sundre même, avec le pipeline Mid Alberta. Pacific Energy Partners L.P. a récemment fait l'acquisition des pipelines Rangeland et Mid Alberta.

À Casper, il est possible de procéder au transfert de pétrole brut sur le pipeline Frontier, lequel se rend jusqu'à Ranch Station, dans l'Utah, où il est raccordé au pipeline Anschutz Ranch East de Pacific Energy Partner, avant d'acheminer le produit jusqu'au marché de raffinage de Salt Lake City. Le réseau Frontier est en outre raccordé au réseau Salt Lake City Core de Pacific, à Divide Junction, au Wyoming, pour livraison ici aussi jusqu'à Salt Lake City.

Bow River Pipeline

Bow River Pipeline, qui appartient à Inter Pipeline Fund, est à la fois un pipeline d'amenée et un réseau de collecte. À partir de Hay River (Alberta), il y a écoulement vers le sud jusqu'au pipeline Milk River, lui-même raccordé au pipeline Front Range au Montana.

En 2002, l'écoulement sur une partie de la canalisation principale a été inversé afin de permettre au pétrole brut d'être acheminé de Hardisty jusqu'au pipeline Milk River. La société a exprimé le souhait d'agrandir cette canalisation principale à écoulement vers le sud de 2 700 m³/j (17 kb/j) en vue d'une entrée en service éventuelle en mai 2004.

Milk River Pipeline

Milk River Pipeline, propriété de Plains Marketing Company (Plains), sert principalement à permettre une livraison ininterrompue de pétrole brut entre, d'une part, les pipelines Bow River et Manyberries, puis d'autre part, le pipeline Front Range, dans le nord du Montana. Par la suite, ce même pétrole peut, à Cutbank, passer sur le pipeline Glacier ou poursuivre sa route jusqu'à Laurel, au Montana.

Même si cette canalisation ne transporte par pour le moment de pétrole brut dérivé des sables bitumineux, ce pourrait bien être le cas plus tard du fait que le pipeline Bow River a désormais accès au carrefour de Hardisty. La capacité actuelle s'établit à 18 800 m³/j (118 kb/j), mais elle pourrait passer à 23 850 m³/j (150 kb/j) avec l'entrée en service de certaines installations de soutien.

Wascana Pipeline

Wascana Pipeline, également propriété de Plains, permet le transport de pétrole brut de Regina jusqu'au réseau pipelinier Eastern Corridor, au Montana. Celui-ci est constitué de deux pipelines distincts. Poplar, dont la capacité se situe à 6 400 m³/j (40 kb/j), achemine du pétrole brut de Raymond, au Montana, jusqu'à Baker, dans ce même État américain. Butte, avec une capacité qui se situe à 14 300 m³/j (90 kb/j), se charge ensuite de l'acheminement du pétrole brut en question jusqu'à Guernsey. De là, le pétrole peut être expédié par oléoducs jusqu'à Salt Lake City, Denver ou le marché de Wood River par l'entremise du pipeline Platte.

La capacité du pipeline Wascana varie en fonction de la qualité du pétrole brut transporté et des températures qui prévalent selon les saisons. La capacité nominale pour l'expédition exclusive de pétrole brut léger se situe autour de 6 200 m³/j (39 kb/j).

6.6 Agrandissements pipeliniers envisagés vers des marchés nouveaux ou existants

6.6.1 Alberta

Alberta Oil Sands Pipeline (AOSPL)

Pembina propose de construire des canalisations latérales qui permettraient le transport de PBS à des fins de mélange et le renvoi de bitume fluidifié par la canalisation principale. Pembina étudie également la possibilité de diviser AOSPL en deux canalisations. Le pipeline d'origine, construit en 1978, est à 70 % doublé. En menant le doublement à terme, il existerait deux canalisations distinctes. La nouvelle serait réservée à la production de Syncrude tandis que du bitume fluidifié serait transporté sur l'ancienne. Par conséquent, la capacité de l'ancienne canalisation, d'un diamètre de 22 po, serait de 31 800 m³/j (200 kb/j) tandis que celle de la nouvelle, dont le diamètre varierait entre 24 po et 30 po, serait de 61 900 m³/j (389 kb/j). Pour atteindre de tels chiffres, Pembina aurait besoin de l'appui d'au moins un projet de SGSIV.

Le réseau pourrait nécessiter un agrandissement supplémentaire à un moment ou à un autre après 2008, selon les niveaux de production de Syncrude. Il s'agirait alors probablement d'un projet de désengorgement qui, d'ici 2010, permettrait d'accroître les volumes transportés de quelque 6 400 m³/j (40 kb/j).

Terasen Pipelines (Bison) Inc.

Bison Pipeline, qui serait l'œuvre de Terasen, permettrait d'acheminer, de la région de Fort McMurray jusqu'à Edmonton, la production tirée de sables bitumineux. Il s'agirait d'un pipeline d'un diamètre de 24 po en mesure de transporter, par lots, du PBS et du bitume fluidifié. Sa capacité serait de 47 700 m³/j (300 kb/j), mais à l'origine, le volume des produits transportés se limiterait à entre 15 900 et 23 850 m³/j (entre 100 et 150 kb/j). Sa construction s'effectuerait dans un contexte complémentaire à la croissance de la production des sables bitumineux, entre 2006 et 2008.

Dans cette même optique, la proposition de Terasen prévoit aussi la possibilité de construction d'un deuxième pipeline, aux alentours de 2010 ou 2012, afin de permettre une ségrégation entre pétroles synthétiques et bitume fluidifié.

Waupisoo Pipeline

Enbridge examine la possibilité de construire un nouveau pipeline, de la région de Fort McMurray jusqu'à Edmonton, pour le transport de bitume. Toutes les possibilités sont évaluées de manière à établir si la canalisation doit servir au transport de bitume chaud ou de bitume fluidifié. La réaction de l'industrie semble indiquer que le transport de mélange SynBit est plus probable. Il s'agirait d'une canalisation d'une longueur de 450 km et d'une capacité variant entre 51 700 m³/j (325 kb/j) et 95 400 m³/j (600 kb/j), selon le diamètre privilégié. Enbridge avance que si elle profitait de l'appui voulu pour la construction de la canalisation, celle-ci pourrait entrer en service autour de 2008.

6.6.2 PADD II

Pipelines Enbridge Inc.

Certains intervenants sont d'avis qu'en raison de l'augmentation de la production tirée des sables bitumineux, Enbridge devra agrandir la canalisation principale à la sortie de l'Alberta à l'intérieur de la période allant de 2008 à 2010. Un tel agrandissement dépendrait des conditions commerciales qui prévaudraient, du soutien éventuel de l'Association canadienne des producteurs pétroliers (CAPP), des expéditeurs et de l'approbation de l'ONÉ.

Spearhead Pipeline

En 2003, Enbridge a acquis une participation de 90 % dans le pipeline de BP allant de Cushing, en Oklahoma, jusqu'à Chicago. La société souhaite inverser l'écoulement de cette canalisation de manière à permettre au pétrole brut canadien de s'imposer encore davantage sur les marchés du Kansas et de l'Oklahoma. Même si la capacité actuelle s'établit à 47 700 m³/j (300 kb/j), le volume des produits pouvant y être transportés, après avoir inversé l'écoulement, devrait alors se limiter à 23 850 m³/j (150 kb/j). Le nom du pipeline de Cushing à Chicago sera changé pour Spearhead. À la fin de mars 2004, Enbridge a indiqué qu'elle avait mis de côté ce projet car elle n'a pas pu en venir à une entente avec les producteurs.

Enbridge a en outre acquis, de Shell Pipeline Company LP et Shell Oil Products US, le pipeline Ozark, d'une capacité de 27 000 m³/j (170 kb/j) qui relie Cushing à Wood River. Cette opération prévoit également l'acquisition d'une participation de 58,8 % dans la canalisation Osage, qui va de Cushing jusqu'à El Dorado, au Kansas, d'une capacité de 15 900 m³/j (100 kb/j). Si du pétrole brut canadien se rend à Cushing, il pourra par la suite s'imposer aux centres de raffinage du Kansas et de l'Oklahoma, puis avoir accès à tous les pipelines raccordés jusqu'à Wood River.

Southern Access

Enbridge prévoit que d'ici 2007, les volumes à transporter dépasseront la capacité disponible à Superior. Southern Access est un projet envisagé par Pipelines Enbridge en vue de la construction d'un nouveau pipeline d'une longueur de 1 025 km et reliant Superior à Wood River. Il croiserait également le pipeline Spearhead proposé, afin de donner aux expéditeurs un accès vers le nord jusqu'à Chicago et un autre vers le sud jusqu'à Cushing. À l'origine, sa capacité serait de 39 750 m³/j (250 kb/j).

Cette proposition cadre bien avec l'entente signée par Enbridge Energy Partners et visant l'achat d'oléoducs ainsi que d'installations de stockage de pétrole brut appartenant à Shell. Cette entente a permis à Enbridge d'acquérir une participation de 60 % dans le pipeline Woodpat, d'une capacité de 49 000 m³/j (309 kb/j) et allant de Wood River jusqu'à Patoka, en Illinois, ainsi qu'une capacité de stockage de 79,5 milliers de mètres cubes (500 milliers de barils) à Patoka même. De cette façon, les producteurs auraient accès à de nouveaux marchés dans le PADD II méridional et oriental.

Koch Pipeline

Koch Pipeline Company (KPL) propose de construire un pipeline jusqu'à Twin Cities et d'ajouter à la capacité jusqu'à Wood River par l'intermédiaire d'installations pipelinières existantes. À l'heure actuelle, KPL exploite les deux réseaux suivants dans cette région :

- Minnesota Pipe Line Company (MPL), de Clearbrook, au Minnesota, jusqu'à Minneapolis/Saint-Paul (MSP), dans ce même État américain;
- Wood River Pipeline (WRPL), de Wood River jusqu'à MSP.

KPL envisage de construire une canalisation de Clearbrook à MSP en parallèle à celle existant déjà et ainsi permettre à des volumes accrus de produits d'atteindre les deux raffineries de la région, à des fins de stockage ou de transfert par pipeline. Pour le moment, l'écoulement de WPRL va du sud au nord, mais KPL propose de modifier cette situation afin de le rendre bidirectionnel. Un tel raccordement permettrait le transport de volumes supplémentaires de la production canadienne jusqu'à Wood River. On a suggéré un accroissement de la capacité par étapes, en même temps que l'élargissement des installations de stockage. Tout accroissement de la capacité suppose que les nouveaux volumes seront constitués de bitume fluidifié ou lourd. Cette proposition pourrait être perçue comme une solution de rechange au projet Southern Access d'Enbridge.

6.6.3 PADD III

ExxonMobil Pipeline

Un accès au PADD III est contemplé, en procédant éventuellement à l'inversion de l'écoulement du pipeline d'ExxonMobil allant de Nederland, au Texas, jusqu'à Patoka. Actuellement, le tronçon entre Corsicana, au Texas et Patoka ne sert pas. Une telle inversion, prévoyant un volume initial de 12 700 m³/j (80 kb/j) de pétrole brut lourd, permettrait d'ouvrir un nouveau marché au pétrole brut canadien. Étant donné l'accès à des pétroles bruts étrangers et à la production intérieure dont profite le marché de la CAGM, l'acheminement par pipeline du pétrole de l'Ouest canadien n'avait pas pu jusqu'ici devenir réalité.

6.6.4 PADD IV

Express Pipeline

En décembre 2003, Express a présenté une demande à l'Office en vue d'une augmentation de 17 600 m³/j (111 kb/j) de la capacité de son pipeline, ce qui permettrait éventuellement de faire passer les exportations à 44 900 m³/j (283 kb/j). Cet agrandissement serait réalisé en installant trois stations de pompage intermédiaires du côté canadien du pipeline ainsi qu'en construisant deux réservoirs de stockage au terminal de Hardisty. Les autres stations de pompage devant être ajoutées le seraient du côté américain du réseau et relèveraient de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC).

Les premiers plans d'agrandissement prévoyaient une réalisation en deux étapes. Cependant, l'appel de soumissions tenu en décembre 2003 a mené à de nouveaux engagements totalisant 16 700 m³/j (105 kb/j). Si les deux organismes de réglementation approuvent la demande pour de nouvelles installations, Express prévoit que le tout entrera en service en mars 2005.

6.6.5 PADD V et Asie

Gateway Pipeline

Enbridge propose de construire un pipeline de Fort McMurray à Prince Rupert ou Kitimat (Colombie-Britannique) pour le transport vers la Californie et l'Extrême-Orient de volumes accrus de la production tirée des sables bitumineux. Ce projet, connu sous le nom de pipeline Gateway, servirait à l'expédition de 63 600 m³/j (400 kb/j) de mélange SynBit. Il semblerait que les expéditeurs devraient alors signer des contrats à long terme qui exigeraient des paiements même s'ils n'étaient pas en mesure d'envoyer les produits prévus. Enbridge est d'avis que ce pipeline pourrait être requis d'ici 2009.

Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc.

Tel que mentionné précédemment, Terasen a déposé une demande à l'Office en vue de l'agrandissement de sa capacité de 4 300 m³/j (27 kb/j). D'autres plans d'agrandissement pour le transport de volumes plus importants de pétrole brut lourd, plus précisément de bitume fluidifié et de pétroles synthétiques (projet TMX), existent et nécessiteraient le doublement par étapes du réseau TMPL. Au bout du compte, il y aurait deux canalisations, ce qui permettrait une meilleure ségrégation des produits.

L'agrandissement TMX viserait surtout l'augmentation de la capacité de débit au niveau du pétrole lourd. Au cours de la première étape, X1, le réseau en Colombie-Britannique serait doublé et sa capacité passerait ainsi à 47 700 m³/j (300 kb/j) après augmentation de 15 900 m³/j (100 kb/j). Cette étape comprend en outre un segment facultatif de Hardisty à Edmonton. À la deuxième étape, X2, un nouveau pipeline serait ajouté et raccordé au doublement existant au nord-est de Kamloops. Cette étape permettrait par ailleurs d'ajouter 15 900 m³/j (100 kb/j) à la capacité. Les échéanciers pour la réalisation de ces deux étapes dépendent du caractère séquentiel ou concurrentiel des travaux de construction prévus. Quoi qu'il en soit, si Terasen obtient le soutien de l'industrie et les approbations requises, la construction pourrait débuter au milieu de 2006 et se terminer à la fin de 2007 ou au milieu de 2008. À l'étape finale, X3, il y aurait doublement jusqu'à Burnaby et passage de la capacité à 127 200 m³/j (800 kb/j). Le moment choisi pour l'exécution de cette étape dépendrait de la conjoncture du marché.

Ces agrandissements permettraient d'acheminer des volumes accrus vers l'État de Washington ainsi que vers de nouveaux marchés en Californie et en Asie. Tout est une question de transport, les produits devant passer par les installations portuaires de Westridge pour atteindre des marchés où les pipelines ne se rendent pas. Il semble que ces installations pourraient être en mesure d'accueillir des volumes plus importants, qui permettraient de remplir jusqu'à dix pétroliers (Panamax ou Aframax) par mois. Terasen a déjà signé un bail maritime pour un autre quai (quai 59). Il faudrait alors que les permis soient renouvelés en tenant compte de cette situation, mais Terasen est d'avis qu'une mise en service est possible si un besoin existe. Elle envisage également d'autres possibilités à l'égard d'emplacements éventuels en eaux profondes qui pourraient accueillir des navires plus gros si jamais des besoins en transport vers le marché asiatique devaient se concrétiser. Les navires de moindre tonnage qui se présentent actuellement au quai conviennent bien aux ports californiens.

Pipeline de surface jusqu'en Californie

Une possibilité envisagée à l'origine par Terasen était la construction d'un nouveau pipeline de surface, de Hardisty jusqu'en Californie, d'une capacité, selon la proposition initiale, de 47 600 m³/j (300 kb/j). Cette canalisation aboutirait à Bakersfield, d'où il serait possible d'avoir accès à plusieurs grands pipelines jusqu'aux raffineries de San Francisco ou de Los Angeles.

6.7 Conclusion

Le tableau qui suit présente une synthèse des propositions d'agrandissement qui ont été soumises à l'Office ou qui sont étudiées par l'industrie.

Le rythme d'expansion de la capacité des pipelines dépendra de la conjoncture du marché et de l'obtention éventuelle des approbations requises. Les producteurs et sociétés pipelinières chercheront à éviter la répartition imposée pendant la plus grande parties des années 1990. Pour y parvenir, des décisions en temps opportun de la part de l'industrie et des organismes de réglementation seront requises. À moyen terme, le regard des producteurs canadiens portera au-delà des marchés étrangers habituels du PADD IV et de la région nord du PADD II. Cela pourrait exiger, par exemple, des agrandissements ou l'inversion de l'écoulement de pipelines aux É.-U. À plus long terme, il est aussi possible qu'il faille procéder à l'agrandissement de pipelines au Canada, ce qui pourrait nécessiter un soutien financier de la part des expéditeurs.

TABLEAU 6.1

Augmentations de la capacité annoncées ou envisagées[1] pour les pipelines réglementés par l'ONÉ

	Accroissement de la capacité(en m³/j)	Date de réalisation prévue
Terasen (TMPL)	4 300	Septembre 2004
Express	17 600	Avril 2005
Terasen (TMPL TMX1)	15 900	Fin 2007 – Milieu 2008
Terasen (TMPL TMX2)	15 900	Milieu 2008
Enbridge (canalisation principale)	À établir	2008 – 2010
Enbridge (Gateway)	63 600	D'ici 2009
Terasen (TMPL TMX3)	63 600	À établir
Pipeline de surface (Californie)	47 600	À établir

1 Tous ces agrandissements sont assujettis à l'approbation de l'ONÉ.

ENVIRONNEMENT ET FACTEURS SOCIO-ÉCONOMIQUES

7.1 Introduction

Alors que la voie devant mener à une période d'expansion et de croissance sans précédent est toute tracée au niveau de la mise en valeur des sables bitumineux en Alberta, elle est parsemée de problèmes et de contraintes que les exploitants devront surmonter. À l'occasion d'audiences récentes sur les sables bitumineux, les principales inquiétudes environnementales portaient sur les changements climatiques et les émissions de gaz à effet de serre (GES), mais la gestion d'autres émissions, la perturbation des forêts boréales et la conservation des eaux préoccupaient aussi beaucoup. Comme c'est le cas pour tout projet de mise en valeur à grande échelle dans un contexte rural, le bien-être collectif autour de la région des sables bitumineux fait l'objet de certaines craintes. Même si les effets environnementaux et socio-économiques de chaque projet individuel sont surveillés de près, les effets cumulatifs potentiels de la mise en valeur des sables bitumineux et des activités associées ne sont pas bien connus.

La mise en valeur des sables bitumineux en Alberta est réglementée à la fois par l'Energy and Utilities Board de l'Alberta (EUB) et Environnement Alberta (AENV). Les demandes présentées sont habituellement intégrées et renferment l'information requise à la fois au titre des lois albertaines intitulées Energy Rersources Conservation Act (ERCA) et Oil Sands Conservation Act (OSCA). Les demandes présentées à AENV le sont en vertu des lois albertaines intitulées Environment Protection and Enhancement Act (EPEA), Water Resources Act (WRA) et Public Lands Act (PLA). Les promoteurs doivent en outre se plier aux exigences de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale (ACÉE) et prévues dans la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (LCÉE) afin d'obtenir les approbations nécessaires au palier fédéral. L'EUB peut demander à l'ACÉE de prendre part à une audience dans le contexte d'une commission conjointe ou dans un rôle de leadership partagé lorsqu'il faut passer en revue certaines propositions au sujet des sables bitumineux.

7.2 Environnement

7.2.1 Émissions atmosphériques

La réduction des émissions atmosphériques est une question omniprésente qui compte parmi les plus compliquées sur lesquelles l'industrie des sables bitumineux doit désormais se pencher. L'exploitation des sables bitumineux est à l'origine de grandes quantités de dioxyde de carbone (CO_2) et d'une certaine quantité de méthane (CH_4). Il s'agit là de gaz « à effet de serre » qui emprisonnent la chaleur et qui ont des effets sur les changements climatiques à l'échelle de la planète. L'exploitation des sables bitumineux est également à l'origine d'autres émissions atmosphériques :

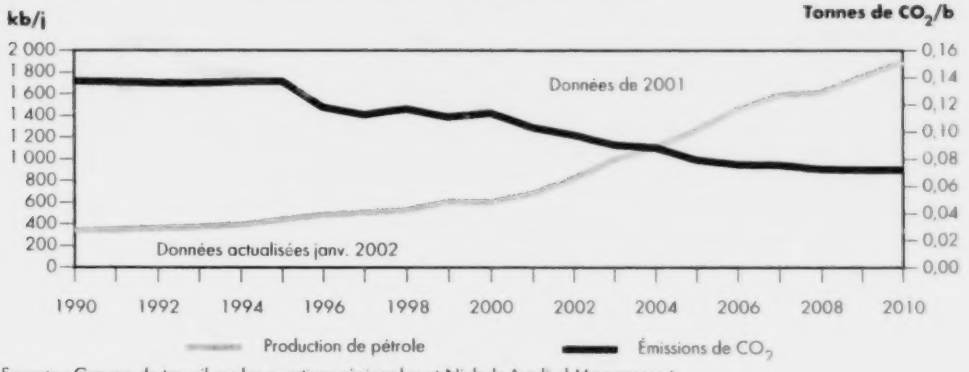
- dioxyde de soufre (SO_2);
- oxydes d'azote (NO_x);
- sulfure d'hydrogène (H_2S);
- monoxyde de carbone (CO);
- composés organiques volatils (COV);
- ozone (O_3);
- hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP);
- matières particulaires (MP);
- composés sulfurés (CS) réduits;
- autres contaminants atmosphériques à l'état de traces.

L'acidification des sols et des eaux est liée à des émissions de composés de type SO_2 ou NO_x.

L'efficacité énergétique dans le cadre de l'exploitation des sables bitumineux s'est beaucoup améliorée ces dernières années. La figure 7.1 montre une réduction de 53 % des émissions de CO_2 par baril produit, en raison d'investissements dans de nouvelles technologies et nonobstant l'accroissement de la production. En outre, les règlements fédéraux visant la diminution de la teneur en soufre dans l'essence exigent davantage d'énergie au niveau du raffinement du pétrole brut et nécessitent l'utilisation d'une plus grande quantité d'hydrogène, ce qui est à l'origine d'encore plus de CO_2.

FIGURE 7.1

Production de pétrole et émissions de dioxyde de carbone



Sources : Groupe de travail sur les questions régionales et Nichols Applied Management

Contraintes liées aux gaz à effet de serre

Le 21 novembre 2002, le gouvernement fédéral a rendu public le *Plan du Canada sur les changements climatiques* (le Plan), qui place les producteurs de sables bitumineux dans la catégorie des gros émetteurs industriels (avec des émissions au moins équivalentes à 8 000 tonnes de CO_2 par année). Cette catégorie regroupe les secteurs amont et aval du pétrole et du gaz naturel, la production d'électricité, les mines et l'industrie manufacturière, comme les cimenteries, les aciéries et les usines sidérurgiques. Ensemble, il est prévu que les gros émetteurs industriels produiront environ la moitié de toutes les émissions de GES au Canada d'ici 2010[4].

4 Gouvernement du Canada, *Plan du Canada sur les changements climatiques*.

Le gouvernement fédéral en appelle au secteur du pétrole et du gaz naturel pour qu'il poursuive dans la voie des réductions de ses émissions, en abaissant l'intensité de celles-ci au niveau de la production pétrolière et gazière comme à celui de la distribution. En donnant comme exemples la diminution des fuites de méthane le long des gazoducs et une utilisation moins grande d'énergie consacrée à la production de pétrole extrait des sables bitumineux, le gouvernement s'attend que l'industrie continue de réduire ses émissions tout en poursuivant sur la voie de la croissance. Au cours de la décennie écoulée, le secteur des sables bitumineux a énormément contribué à la croissance économique canadienne, avec des investissements de 21 milliards de dollars et la création de 100 000 emplois, tout en réduisant l'intensité de ses émissions de 26 %[5].

De nouveaux objectifs en matière d'émissions n'ont pas encore été fixés et des discussions en ce sens sont en cours avec l'industrie. Le Plan envisage l'adoption d'une démarche en trois volets pour les gros émetteurs industriels :

- cibles de réduction des émissions fixées par l'entremise d'engagements contractuels assortis de renforts réglementaires ou financiers;
- accès à l'échange de droits d'émission, aux compensations intérieures et aux permis internationaux pour offrir de la souplesse;
- investissements à coûts partagés dans des technologies innovatrices de réduction des émissions.

Qui plus est, diverses exigences internationales à l'égard de la surveillance, des rapports et des examens sont prévues, notamment la compilation annuelle de toutes les émissions produites, la présentation de rapports chaque année à ce sujet et la création d'un registre visant à assurer le suivi des quantités affectées au Canada, compte tenu des permis d'émission obtenus.

L'absence de spécificité du Plan a fait en sorte que les critiques de l'industrie et certains gouvernements provinciaux ont poussé des hauts cris. En ce qui a trait au secteur pétrolier et gazier, l'incertitude dans l'industrie a été à l'origine d'une lettre, en date du 18 décembre 2002, adressée par le ministre de Ressources naturelles Canada à l'Association canadienne des producteurs pétroliers (CAPP). Dans cette lettre, le gouvernement fédéral s'engageait à plafonner les coûts liés au CO_2 à 15 $CAN la tonne, ainsi qu'à limiter les exigences de conformité relatives aux améliorations de l'intensité des émissions à un niveau qui ne franchirait pas le seuil des 15 % sous celui projeté pour 2010 dans des conditions où « rien ne serait fait ». Dans une lettre subséquente adressée à l'CAPP par le premier ministre du Canada le 24 juillet 2003, un autre engagement était pris à l'effet que les objectifs seront immuables pendant les dix premières années qui suivent l'entrée en service de tout nouveau projet. Ces concessions ont produit un degré de certitude plus élevé dans le contexte de la mise en valeur à long terme des sables bitumineux et au niveau de la mise en œuvre des engagements du Canada au sujet des changements climatiques.

En Alberta, le gouvernement provincial a produit sont propre programme de réduction des GES qui, après adoption du projet de loi 37, est devenu la *Climate Change and Emissions Management Act*. Cette loi vise à renforcer les lois déjà en vigueur dans la province et à leur servir de complément, à l'égard de la gestion des ressources et de la protection de l'environnement dans le contexte des émissions atmosphériques. Le projet de loi 37 a été adopté par la législature albertaine, mais le règlement d'application reste à venir[6].

5 Ibidem.

6 Comm. pers. Val Mellesmoen, Communications, Environnement Alberta, 29 janv. 2004.

Le but visé par le programme albertain de réduction des GES est une diminution de ces gaz, d'ici 2020 et dans le contexte du produit intérieur brut (PIB) de la province, de 50 % comparativement aux niveaux de 1990. Cette façon de procéder devrait entraîner des émissions totales de 238 Mt de CO_2 en 2010 et de 218 Mt en 2020. Le programme albertain de réduction des GES prévoit l'échange de droits d'émissions, le dépôt obligatoire de rapports ainsi que la création d'un fonds de gestion des émissions atmosphériques et des changements climatiques en vue de l'adoption de nouvelles technologies, de programmes et de mesures visant la réduction de ces émissions de même que l'amélioration de la capacité de la province à s'adapter aux changements climatiques[7].

Réaction de l'industrie

Des efforts considérables ont été déployés par l'industrie des sables bitumineux depuis plusieurs années en vue de réduire la consommation énergétique et par le fait même, les émissions de GES. Par exemple, Shell Canada Limitée (Shell) décrit le projet d'exploitation des sables bitumineux de l'Athabasca (PESBA)[8] comme un défi à relever. Depuis la présentation des plans originaux en 1997, le projet a été repensé de manière à réduire les émissions de 64 % au moment de la mise en exploitation en 2002. Qui plus est, Shell a estimé, à l'occasion d'une étude de faisabilité menée en 1999, qu'il était possible de réduire les émissions attribuables au PESBA de 50 % d'ici 2010[9] grâce à la fois à des projets visant une consommation énergétique moindre et l'amélioration de l'efficacité sous ce rapport, à des compensations intérieures (notamment dans le cadre de projets de boisement[10]), pour la société même et les activités de partenaires, à des projets associés à un mécanisme de développement propre et menés conjointement avec d'autres à l'échelle internationale ainsi qu'à des études de faisabilité portant sur le captage de CO_2. Au surplus, entre 1988 et 1999, Syncrude Canada Ltd (Syncrude), le plus gros producteur mondial de pétrole brut extrait des sables bitumineux, a réduit de 26 % ses émissions de CO_2 par baril de pétrole produit et la réduction totale estimative d'ici 2008 devrait normalement passer à 42 %.

L'industrie des sables bitumineux s'est occupée activement de toute cette question en utilisant des brûleurs à faible taux de NO_x, des appareils de traitement des eaux acides ainsi que d'autres pour la désulfuration des gaz de combustion, de façon à réduire les émissions. Il existe différentes possibilités de réduction des émissions de gaz, par exemple :

- améliorations au niveau de la cogénération dans les usines à gaz et sables bitumineux;
- programmes de détection de fuites pour les pipelines et usines à gaz;
- réduction des émissions de méthane en provenance des déshydrateurs de gaz naturel;
- captage et stockage des gaz évacués;
- production d'énergie à l'aide de microturbines;
- accroissement de l'efficacité énergétique des pompes, compresseurs, etc., utilisés sur le terrain.

7 Grande étude de faisabilité : *A Preliminary Analysis and Discussion Document*.

8 Shell Canada.

9 La méthodologie utilisée pour estimer les émissions de GES repose sur la méthode de calcul intégral décrite dans le *Manuel d'évaluation des gaz à effet de serre* de la Banque mondiale et les lignes directrices relatives aux inventaires nationaux des gaz à effet de serre du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC).

10 En collaboration avec la Fondation canadienne de l'arbre, les propriétaires de la coentreprise du PESBA ont versé 200 000 $ en 2002 pour la mise en terre de 200 000 semis, pour une compensation estimée d'un peu plus de 90 000 tonnes de CO_2.

Le recours à des combustibles de remplacement est aussi envisagé. Le gaz naturel pourrait être abandonné au profit d'autres sources de combustibles, notamment du charbon à faible teneur en soufre (ce qui aurait toutefois comme effet de hausser considérablement les émissions de GES). Des techniques de gazéification du charbon sont en cours d'élaboration mais ne sont toujours pas rentables. Le méthane des gisements houillers (MGH) et la combustion des produits bitumineux plus lourds constituent d'autres solutions de rechange étudiées, mais il s'agit encore une fois de carburants présentant des taux d'émission élevés. La question de l'énergie nucléaire a en outre été abordée et elle est traitée dans le chapitre 11 - Technologies émergentes.

Par ailleurs, les nombreux groupes composés d'intervenants de diverses provenances qui ont été créés depuis quelques années sont un bel exemple de collaboration entre l'industrie, les différents ordres de gouvernement et les collectivités en vue de l'adoption d'une politique ou de programmes portant sur les émissions de GES.

- Le groupe de travail sur les aérocontaminants et le métal à l'état de traces de la Cumulative Environmental Management Association (CEMA) a cherché à constituer la liste, selon un ordre prioritaire, des émissions qui sont présentes dans la municipalité régionale de Wood Buffalo (MRWB), surtout attribuables aux activités de l'industrie des sables bitumineux. La CEMA est constituée de multiples intervenants représentant l'industrie, le gouvernement, les Premières nations et des groupes de défense de l'environnement de la région. En plus, le groupe de travail sur la gestion des NO_x et SO_2 (GTGNS) de la CEMA a comme tâche de présenter des recommandations dans le contexte de l'acidification présente dans la région, au même titre que sur les émissions d'O_3 au niveau du sol.
- La Wood Buffalo Environmental Association (WBEA) gère un programme de surveillance environnementale qui permet de mesurer la qualité de l'air ambiant à partir de 13 postes de contrôle répartis dans la MRWB. La WBEA surveille également les effets sur l'environnement des émissions atmosphériques dans le cadre du programme de surveillance des effets sur le milieu terrestre, qui porte notamment sur l'acidification des sols, la présence de métaux à l'état de traces dans les aliments récoltés par les collectivités autochtones et le stress sur la végétation.
- La Oil Sands Environmental Coalition (OSEC) est une coalition de regroupements de défense des intérêts publics en Alberta qui s'intéresse depuis longtemps à la région de sables bitumineux de l'Athabasca. L'OSEC a été constituée au milieu des années 1980 afin de faciliter une participation plus efficace au processus des approbations réglementaires des demandes visant les sables bitumineux[11]. L'OSEC est d'avis que les sociétés progressistes devront trouver des moyens, à l'interne, qui leur permettront d'évaluer et d'acquérir des compensations pour l'émission de GES, à l'intérieur de plans de gestion de ces gaz qui leur sont propres. Elle en appelle ainsi aux sociétés pour qu'elles produisent des plans exhaustifs de gestion des GES à l'égard des nouveaux projets envisagés, en prévoyant notamment des objectifs au niveau de la réduction des émissions et des stratégies de poursuite des améliorations pendant la durée de vie du projet. Étant donné que les engagements pris dans le Protocole de Kyoto ne vont pas plus loin que 2012, l'OSEC croit qu'il appartient aux sociétés de pousser leurs efforts de réduction des émissions jusqu'au-delà de cette période.
- Le Réseau canadien pour la recherche-développement sur les sables pétrolifères (CONRAD) donne son appui à des activités environnementales responsables et à la poursuite du financement de travaux de recherche afin de trouver de nouvelles possibilités de réduction des émissions en amont dans le secteur pétrolier et gazier.

11 Comprend la Fort McMurray Environmental Association, le Pembina Institute et la Toxics Watch Society of Alberta.

7.2.2 *Utilisation et conservation de l'eau*

Besoins en eau

Même si les activités d'extraction à ciel ouvert et de récupération in situ de bitume exigent d'abondants volumes d'eau, il est possible d'en recycler la plus grande partie. Les eaux de procédé constituent l'élément vital de l'exploitation des sables bitumineux. Leur qualité peut avoir de profondes répercussions sur le rendement en matière de séparation, sur la gestion des résidus ainsi que sur les activités de remise en état et sur l'intégrité de l'usine. Le principal obstacle à surmonter dans cette quête de qualité est l'absence de toute installation de traitement à grande échelle près des sables bitumineux. Par conséquent, les eaux de procédé sont recyclées, ce qui, en bout de ligne, réduit l'efficacité du processus. Afin de suppléer aux besoins en eau pour l'exploitation, les promoteurs des projets ont conçu des méthodes permettant l'utilisation des eaux saumâtres de la nappe phréatique.

Les besoins en eau pour les projets d'exploitation des sables bitumineux vont de 2,5 à 4,0 unités pour chaque unité de bitume produite[12]. Les installations de récupération in situ ont besoin d'eau fraîche pour produire de la vapeur et pouvoir s'acquitter de diverses fonctions utilitaires un peu partout dans l'usine, pour séparer le bitume du sable et procéder à l'hydrotransport de la boue bitumineuse, ainsi que pour valoriser le bitume en des formes de pétrole plus léger à des fins de transport.

Le processus de séparation du bitume in situ a l'avantage d'extraire le bitume du sol tout en laissant le sable en place. Cependant, puisque le pétrole ainsi obtenu est remplacé par de l'eau, ce processus a aussi l'inconvénient de réduire de façon permanente l'amplitude du cycle hydrologique. La perte permanente nette[13], pour le SGSIV et les activités in situ, est estimée à un baril d'eau pour chaque baril de pétrole récupéré. Même si, avec la SGSIV, l'eau utilisée est recyclée à 90 %, ce procédé en nécessite néanmoins d'importants volumes.

Les eaux souterraines servent principalement à deux choses : la nappe phréatique constitue une source d'eau de procédé et les nappes profondes accueillent les eaux de procédé usées qui y sont déversées. La décision d'avoir recours aux eaux souterraines ou de surface dépend de la présence éventuelle d'une source à la surface ou du besoin de forer un puits pour avoir accès aux nappes phréatiques.

Pour les activités d'extraction à ciel ouvert, le drainage de fondrières ainsi que l'assèchement de formations et la diversion de l'écoulement sont les principaux problèmes touchant l'eau. Le fait de puiser à même les nappes phréatiques adjacentes peut abaisser le niveau hydrostatique dans la région et avoir des effets sur d'autres étendues d'eau, souterraines ou en surface, notamment sur les milieux humides, qui en dépendent pour leur survie. De plus, la dépressurisation au niveau de la formation aquifère de fond[14] permet d'éviter une accumulation des eaux d'infiltration dans l'excavation. Cette eau, habituellement de saumâtre à saline et à forte teneur totale en solides dissous, nécessite par conséquent d'être traitée avant de pouvoir servir à la production de vapeur. Éviter les infiltrations, à partir des étangs, des puits et des décharges contrôlées, dans les plans d'eau douce souterrains est une autre préoccupation constante au niveau de la gestion. L'eau qui demeure mélangée au pétrole et aux boues après la séparation du bitume est éliminée sous la forme de résidus d'extraction, habituellement placés dans de vastes étangs jusqu'à nouvelle utilisation en vue du remplissage des excavations

12 Pembina Institute, 2003. *Oil and Troubled Waters*

13 Lorsque l'eau sert à l'irrigation ou encore à des usages industriels ou domestiques, la plus grande partie finit par se retrouver à nouveau dans le cycle hydrologique par évaporation dans l'air, par écoulement en surface, directement ou indirectement en passant par des usines de traitement des eaux usées ou encore par absorption dans la nappe phréatique.

14 Sous les sables saturés de bitume se trouvent des sables porteurs d'eau, du gravier ou des roches fracturées au bas de la formation géologique. C'est ce qu'on appelle la « formation aquifère de fond ».

effectuées. En général, les sédiments en suspension se déposent avant écoulement dans les nappes d'eau naturelles, mais les infiltrations possibles dans les plans d'eau douce souterrains, à partir des étangs, des puits et des décharges contrôlées, constituent une autre préoccupation constante.

Initiatives touchant l'utilisation et la conservation de l'eau

L'utilisation et la conservation de l'eau sont des aspects importants de la mise en valeur des sables bitumineux. Il y a eu plusieurs initiatives portant sur de nouvelles technologies de conservation et sur l'adoption de démarches intégrées à cet égard. Par exemple, les exploitants d'installations d'extraction à ciel ouvert de sables bitumineux dans la région de Fort McMurray cherchent à coordonner leurs retraits d'eau et à gérer conjointement cette ressource de manière à réduire au minimum les répercussions sur la rivière Athabasca. Suncor Energy (Suncor) mène à l'heure actuelle, à l'échelle de la société, une évaluation en rapport avec l'eau utilisée dans toutes les régions où elle est présente afin de voir comment elle pourrait réduire sa propre consommation.

Au nombre des autres méthodes de conservation et de réduction de la quantité totale d'eau fraîche utilisée par l'industrie des sables bitumineux, il faut noter :

- la réduction au minimum des effets, sur les sédiments et la qualité de l'eau à la réception, en adoptant des mesures de contrôle et de retenue des eaux de ruissellement, à l'usine comme aux plaques de forage, notamment en aménageant des bermes, des fossés et des bassins;
- l'élaboration d'une méthode de récupération in situ non thermique, avec solvants, pour aider à la séparation du bitume, ce qui pourrait réduire les besoins en eau;
- le traitement des eaux tirées des formations aquifères de fond en vue d'une utilisation au niveau du processus de séparation;
- la réinjection des eaux usées dans les sables des formations aquifères de fond;
- le captage et le recyclage des eaux s'écoulant des résidus miniers.

Deux initiatives multilatérales de surveillance des réseaux aquatiques pouvant être touchés par les travaux de mise en valeur dans la région des sables bitumineux sont : le programme de surveillance des écosystèmes aquatiques régionaux (RAMP) des sables bitumineux et un projet de gestion des besoins en débits entrants pour la rivière Athabasca, mis de l'avant par le groupe de travail sur les eaux de ruissellement de la CEMA. Le RAMP évalue la qualité de l'eau et des sédiments, recense les invertébrés benthiques et les poissons, en plus d'examiner l'état de la végétation des milieux humides, en particulier à l'intérieur du réseau des rivières Athabasca, Steepbank et Muskeg, ainsi que des terres humides à proximité d'endroits où des travaux de mise en valeur des sables bitumineux sont prévus ou en cours et à proximité aussi de lacs sensibles à l'acidification dans le nord-est de l'Alberta. Ces deux programmes ont été entrepris dans le cadre de la stratégie régionale de développement durable (SRDD) d'AENV[15]. En outre, en 2003, l'Oil Sands Environmental Research Network a créé un site Web pour diffuser l'information sur le bassin hydrographique recueillie à l'aide d'instruments par une équipe de recherche et aussi pour décrire les diverses autres initiatives menées par l'industrie, le gouvernement et de multiples intervenants. Dans le chapitre 11 - Technologies émergentes, de

15 Un comité régional de réglementation est chargé de l'orientation de la politique et de la réglementation dans le cadre de la SRDD. Ce comité est constitué de membres représentant le gouvernement fédéral (Environnement Canada ainsi que le ministère des Pêches et des Océans), l'administration municipale (la municipalité régionale de Wood Buffalo) et divers ministères ou organismes provinciaux (Environnement Alberta, Développement durable des ressources Alberta, Énergie Alberta, Energy and Utilities Board de l'Alberta, Développement rural et agroalimentaire Alberta, ainsi que Gestion des ressources et de l'environnement Saskatchewan).

nouvelles méthodes de séparation visant à réduire ou à annihiler les besoins en vapeur, à des fins ultimes de conservation de l'eau, sont décrites.

Initiatives stratégiques et en matière de réglementation

Des initiatives stratégiques et en matière de réglementation sont adoptées de manière à hausser le degré d'efficience de l'utilisation de l'eau par l'industrie. Les exigences à l'endroit des exploitants des sables bitumineux dans le contexte d'un recyclage maximal des eaux produites sont énoncées dans les directives sur le recyclage des eaux de l'Alberta, publiées par AENV. De plus, le gouvernement albertain a récemment rendu publique la nouvelle stratégie de la province sur les eaux dans un document intitulé *Water for Life: Alberta's Strategy for Sustainability*. Ce document présente les obstacles qui se poseront aux différents secteurs d'activité en Alberta, compte tenu de la demande toujours croissante à l'endroit de ressources hydriques limitées, en plus de cerner les trois grands objectifs suivants :

- gérer activement la qualité de l'eau dans la province;
- fixer des buts au niveau de la modélisation de la quantité et de la qualité de l'eau, en plus de définir un cadre économique pour la prise de décisions;
- dégager une meilleure compréhension des effets, sur la qualité de l'eau, des dépôts de résidus, de la remise en état et des écoulements.

Il existe des problèmes inhérents à la gestion de l'eau dans la province. AENV attribue des permis d'exploitation des ressources hydriques dans le cadre de la *Water Act* de l'Alberta, qui est entrée en vigueur en 1999. À l'heure actuelle, ces permis sont renouvelés tous les dix ans et portent sur des volumes qui permettent de s'acquitter des activités d'exploitation habituelles (y sont adjoints des permis temporaires visant à répondre aux besoins supplémentaires au moment d'une mise en service). Toutefois, en vertu de la WRA précédente, AENV délivrait des permis d'exploitation sans date d'échéance et pour des volumes qui permettaient de répondre intégralement aux besoins découlant d'une mise en service. Cette façon de faire avait permis aux sociétés de procéder à des agrandissements, de lancer de nouveaux projets et d'accroître leurs taux quotidiens moyens de retrait, qui sont substantiellement plus élevés que les volumes requis pour une utilisation normale[16]. Qui plus est, ces permis bénéficient désormais d'une clause de « droits acquis » et continuent de produire leurs effets pendant une période de temps indéterminée, ce qui a permis de s'acquitter d'engagements pris dans le cadre des lois précédentes et de reconnaître le fait que des investissements ont été effectués en se fondant sur de tels engagements.

De plus, le principe respecté en Alberta et voulant que « les premiers à obtenir un droit soient les premiers à s'en prévaloir » fait en sorte que les détenteurs des permis accordés à l'origine ont accès aux ressources avant les titulaires plus récents, peu importe la quantité d'eau requise et peu importe aussi l'utilisation qui en est faite. Les détenteurs de tels permis profitent ainsi d'un degré de certitude quant à leur accès aux ressources hydriques, mais ce principe n'invite nullement à la conservation de telles ressources. La stratégie présentée dans le document *Water for Life* traite de cette question en permettant des transferts entre détenteurs de permis à l'intérieur des bassins fluviaux, ce qui devrait mener à une utilisation de l'eau plus efficiente dans la province.

L'amélioration de l'information produite ainsi que de la surveillance constitue une stratégie précise avancée dans le document précité et un système est en cours d'élaboration afin de permettre de faire état de la quantité d'eau réellement utilisée, de l'objet de cette utilisation et de l'utilisateur. De ce système pourrait découler des plans visant l'imposition de droits en fonction de l'utilisation, ce qui

16 Pembina Institute, *Oil and Troubled Waters*.

favoriserait la conservation et améliorerait l'efficacité au niveau de la répartition. D'autre part, de tels droits pourraient être à l'origine de pressions financières accrues sur l'industrie des sables bitumineux.

Voici quelques autres dispositions de gestion prévues dans la *Water Act* de l'Alberta :

- AENV peut imposer au besoin des plafonds, en période de faible débit, aux détenteurs de permis d'exploitation de ressources hydriques sur la rivière Athabasca (principale source d'eau dans la région de sables bitumineux de l'Athabasca). Les taux actuellement prévus pour tous les nouveaux permis sont en fonction d'un débit de 14,2 mètres cubes par seconde, ce qui constitue une limite temporaire jusqu'à ce que les travaux du sous-groupe de la CEMA qui se penche sur les besoins en débits entrants (BDE)[17] aient été menés à terme. Le sous-groupe BDE étudie ce qui se passe sur la rivière Athabasca afin d'établir les besoins en débits entrants en vue du maintien de la qualité de l'eau et des habitats aquatiques.
- Quiconque présente à AENV une demande visant l'obtention d'un permis d'exploitation des ressources hydriques doit y joindre une évaluation hydrologique permettant d'estimer les effets que les retraits prévus auront sur la formation aquifère et sur les autres utilisateurs. Puisque l'hydrologie est une science inexacte de par sa nature même, le document *Water for Life Strategy* reconnaît que la mise en place d'un système permanent de production de rapports sur les quantités d'eau réellement utilisées aura des répercussions plus positives en vue d'une bonne gestion de cette ressource.
- La *Water Act* de l'Alberta propose une démarche intégrée pour la gestion des ressources hydriques et l'élaboration de plans à l'égard des sept grands bassins fluviaux de la province, dont ceux des rivières Athabasca et des Esclaves/de la Paix. Ces plans devront être élaborés en collaboration avec tous les intervenants et auront des conséquences sur les droits de diversion.
- En 2003, le ministre de l'Environnement de l'Alberta a formé un comité dont la tâche consiste à trouver des façons de réduire la consommation d'eau par l'industrie pétrolière et gazière. Dans le cadre de la stratégie à long terme de la province sur l'exploitation des ressources hydriques, il est possible que des limites soient imposées quant aux volumes d'eau potable que les sociétés pourraient utiliser. La stratégie adoptée en ce sens prévoira en outre l'élargissement des exigences relatives à la production obligatoire de rapports sur l'utilisation de l'eau ainsi qu'un système portant sur les données qui devront alors être présentées et sur leur validation.

7.2.3 Résidus et sous-produits

Gestion des résidus

La méthode actuelle de récupération du bitume à partir des sables bitumineux extraits à ciel ouvert entraîne l'accumulation d'importants volumes de déchets fluides portant le nom de résidus fins. Ces résidus fins sont un amalgame complexe d'argiles, de minéraux et de matières organiques. Compte tenu d'un taux de consolidation extrêmement faible, des bassins de dépôt ou de résidus d'une durée de vie indéfinie doivent être construits et protégés contre l'érosion, les bris et le fluage à la base. Au bout d'environ six ans, la consolidation aidant, le mélange, qui renferme alors des grains grossiers, des

17 Des objectifs de gestion inhérents aux besoins en débits entrants et fondés sur les résultats des travaux scientifiques menés par le sous-groupe BDE du groupe de travail sur les eaux de ruissellement (GTER) ne sont pas prévus avant le quatrième trimestre de 2004, d'après ce qui est indiqué dans le plan de travail et budget 2003 du GTER de la CEMA, 13 février 2003.

résidus épaissis[18] et du gypse, est déposé dans les excavations qui avaient été pratiquées[19]. Cependant, il n'existe à l'heure actuelle aucune méthode ayant fait ses preuves pour la récupération des résidus fins fluides. Les principales menaces environnementales attribuables aux bassins de résidus sont la migration de matières polluantes par la voie du réseau des eaux souterraines ainsi que le risque de fuites jusque dans les sols et les eaux de surface des alentours. Conséquemment, la gestion des résidus fins représente un des principaux défis à relever dans le secteur des sables bitumineux. En dépit des progrès technologiques réalisés, comme l'utilisation de résidus composites (RC) ou consolidés et la constitution de pâtes qui réduisent le temps de séjour dans les bassins tout en permettant d'extraire un volume d'eau supérieur, le problème reste de taille et les tendances actuelles en production indiquent que les volumes des bassins de résidus fins, uniquement pour Suncor et Syncrude, seront supérieurs à un milliard de mètres cubes d'ici 2020[20]. La pratique actuelle consistant à placer les résidus dans des bassins et les problèmes associés à la remise en état des terrains consacrés à cette activité demeurent, malgré les efforts considérables qui ont été déployés pour mettre au point d'autres méthodes de séparation du bitume qui ne produiraient pas de résidus fins fluides. Récemment, une commission conjointe formée de représentants de l'EUB/ACÉE pour l'étude du projet de Shell visant l'exploitation des gisements Jackpine a été à l'origine d'une requête, à l'endroit du personnel de l'EUB, pour qu'il collabore avec l'industrie des sables bitumineux extraits à ciel ouvert, AENV et Développement durable des ressources Alberta en vue de l'élaboration, d'ici le 30 juin 2005, de critères permettant d'évaluer le rendement en matière de gestion des résidus.

La collaboration est étroite, au niveau de l'industrie, pour s'assurer que les connaissances les plus actuelles profitent aux travaux de recherche menés en matière de gestion des résidus. La campagne menée en 2001 à la faveur de la mise en commun de l'information au chapitre des projets de recherche sur les résidus a permis de regrouper 29 rapports produits par divers participants au CONRAD. Il n'est pas impossible d'adopter une démarche intégrée à l'égard de la gestion des résidus, laquelle démarche nécessiterait l'élimination du mort-terrain et des résidus sans tenir compte des limites des concessions (c.-à-d. qu'une excavation à l'intérieur d'un périmètre d'exploitation donné pourrait servir à l'élimination de résidus produits en dehors de ce même périmètre). Toutefois, il faut régler les questions juridiques et de responsabilité associées, de façon que les exploitants mettent ce principe en pratique.

De nombreuses études menées en collaboration par l'industrie et des chercheurs ont été entreprises afin d'élargir le champ des connaissances au niveau des différentes possibilités pouvant s'offrir, qu'il s'agisse d'élimination des résidus ou de remise en état. Les travaux ainsi effectués se concentrent sur les domaines suivants afin de réduire les effets des résidus fins sur l'environnement :

- accélération de la consolidation des résidus fins;
- détoxication des eaux des bassins de résidus;
- retraitement des résidus fins.

Certains progrès technologiques ont été réalisés pour ce qui est du nettoyage des résidus fins et de la remise en état. Deux des méthodes actuellement mises au point sont la biorestauration et l'électrofloculation. Dans le premier cas, des bactéries et nutriants servent au traitement des bassins de résidus. Dans le second, un courant électrique sert à séparer les solides amorphes des résidus fins.

18 Un système particulier, appelé Thickening Tailings Disposal (TTD), est à l'origine des dépôts pâteux ou résidus épaissis. Le principal avantage associé à l'épaississement des résidus est que l'eau peut alors en être extraite et renvoyée à l'usine ou faire l'objet d'une diversion, ce qui élimine les pertes par évaporation ou infiltration suivant la structure du relief.

19 Des dépôts de résidus composites (RC) ou consolidés sont formés dans les excavations qui ont été remplies de matières formant les RC et qui leur ont servi de réceptacles.

20 Stosur, George J., Waisley, Sandra, Reid, Thomas B. et Marchant, Leland C.

D'autres travaux de recherche et de développement seront requis en vue d'améliorer ces méthodes, ainsi que pour les rendre plus efficaces et plus faciles à gérer. Trois solutions de rechange aux dépôts de résidus sont étudiées :

- la mise en tas du sable de façon à permettre une remise en état plus rapide au niveau de la couverture ou en surface;
- l'épaississement, conjointement avec l'absence de ségrégation des résidus, en utilisant du CO_2 comme additif chimique;
- des bassins de dépôts compacts, permettant la réalisation d'un concept d'épaississement en terre pour réduire les coûts tout en continuant de profiter des avantages associés à ce procédé.

Le Conseil national de recherches du Canada (CNRC) a pris une part active aux travaux portant sur divers aspects des résidus fins. Un processus a été mis au point afin de traiter ces résidus et d'en retirer des sous-produits pouvant avoir de la valeur, comme du bitume résiduel, des minéraux de métaux lourds et des solides amorphes à des fins de production d'engrais. En plus, ce processus, qui favorise l'assèchement et la consolidation des résidus fins, a permis d'en extraire, à des fins de recyclage, plus de 60 % de l'eau qui y était présente à l'origine.

Les méthodes d'élimination des résidus sans ségrégation[21] ont l'avantage d'alléger l'empreinte laissée par les bassins, ce qui réduit au minimum les perturbations à la surface du terrain. Elles permettent en outre une remise en état anticipée en plus de fournir plus rapidement des possibilités de recyclage de l'eau pour réutilisation dans le contexte de l'extraction à ciel ouvert.

Une autre possibilité envisagée est la coproduction de minéraux et de métaux (aluminium, titane et autres) à partir des résidus fins. Pour le moment, aucune activité à grande échelle n'est menée en vue de la récupération de minéraux et de métaux. Cependant, un projet pilote, faisant appel à des méthodes de concentration mécanique pour le nettoyage et le tri des résidus (selon leurs dimensions, leur densité, leur mouillabilité au pétrole ou d'autres propriétés physiques) ainsi qu'à une lixiviation acide pour la dissolution des métaux précieux, a été lancé et les résultats sont prometteurs[22].

Sous-produits

D'une expansion de l'industrie des sables bitumineux découlera une augmentation des volumes de ses sous-produits, ce qui pourrait être à l'origine de répercussions plus profondes sur l'environnement. Les sous-produits de l'exploitation des sables bitumineux comprennent : le soufre élémentaire, le coke, le gypse et le sulfate d'ammonium provenant des unités de désulfuration des gaz de combustion, ainsi qu'un concentré de saumure dans les installations de traitement des eaux. Il existe des possibilités pour la vente commerciale, l'élimination et le rejet contrôlé dans l'environnement de ces sous-produits, auxquelles possibilités sont toujours associés certains risques et avantages. Nombreux sont les travaux de recherche effectués à ce sujet, en particulier sur la gestion du soufre.

Soufre

Le bitume renferme en moyenne 4,8 % de soufre. Il y a désulfuration du bitume pendant la valorisation et le nettoyage des gaz de combustion, mais certains développements possibles, comme la

21 Des travaux de recherche sur l'élimination des résidus sans ségrégation sont actuellement menés par Canadian Natural Resources Limited, Syncrude, Suncor, Albian Sands, l'Université de l'Alberta, le CANMET et l'Alberta Research Council.

22 Solv-Ex Corp., programme Solv-Ex/AOSTRA pour la récupération d'alumine à partir des bassins de résidus de sables bitumineux. Août 1993.

gazéification des résidus à des fins de récupération d'énergie, pourraient faire en sorte que les problèmes associés à ce sous-produit se propagent aux endroits où sont menées des activités d'extraction à ciel ouvert et de récupération in situ. D'ici 2030, la récupération de soufre dans la grande région de sables bitumineux pourrait en produire 10 Mt par année. Par conséquent, l'élimination du soufre constitue un enjeu de taille pour les producteurs.

Actuellement, les producteurs accumulent le soufre élémentaire transformé ou ils expédient ce sous-produit pour la production d'engrais, de bitume routier et parfois même, semble-t-il, de béton ou d'autres matériaux de construction. Il existe aussi des marchés possibles pour l'acide sulfurique dans la production d'oxyde de titane à partir des résidus tandis que l'utilisation du soufre comme source d'énergie par le brûlage du soufre élémentaire et son injection ultérieure dans les formations souterraines font l'objet de recherches. Quelle que soit la voie empruntée, ce sera l'élaboration de méthodes qui ne nuisent pas à l'environnement, pour le stockage à long terme de soufre, qui constituera l'obstacle à surmonter au cours des années à venir.

Une étude visant à établir si le soufre peut être enfoui sous la terre sans danger est en cours pour le compte d'Alberta Sulphur Research Ltd. L'idée est de stocker le soufre à des profondeurs où les températures sont trop basses pour que les bactéries de métabolisation puissent survivre (c.-à-d. où la température du sol est inférieure à 5 °C). Dans le soufre, les bactéries produisent de l'acide sulfurique, lequel endommage les sols et fait obstacle à la croissance de la végétation. Le projet a été entrepris en 1999 et des analyses complémentaires permettront de savoir si, congelé, le soufre est véritablement inerte et sans danger pour enfouissement sous la terre.

La possibilité de remplir des cavernes formées dans des dépôts de sel pour y déposer rebuts de soufre et de sables est étudiée. Les vides alors requis sont créés en utilisant de l'eau chaude pour éliminer le sel des cavernes dans les dépôts. L'eau saumâtre est recyclée pour en extraire le concentré de saumure. Cependant, il faut alors se débarrasser de ce sous-produit, ce qui nécessite une consommation d'énergie à l'origine d'un accroissement des émissions. Par conséquent, différentes possibilités et mesures d'atténuation doivent être présentées afin que les cavernes de sel constituent une façon viable d'éliminer les sous-produits précités.

Gestion des eaux usées

Au titre de l'EPEA, les exploitants de sables bitumineux doivent gérer à la fois les eaux résiduaires d'exploitation et de récupération. Les questions associées à la qualité de l'eau portent notamment sur les effets des rejets d'eau dans le cadre d'un projet, le régime thermique, les niveaux d'oxygène dissous et les niveaux de HAP dans les sédiments de fond des nappes d'eau réceptrices, en surface. La structure du relief et le réseau hydrographique sont deux autres éléments clés dans le contexte de la durabilité écologique. À l'égard des poissons et de leurs habitats, le problème majeur découle du déplacement de portions importantes des rivières touchées.

Une autre contrainte associée aux activités de récupération in situ a trait à la possibilité de contamination des eaux souterraines en cas de bris. Des améliorations au niveau de la conception, comme le recours à des systèmes de repérage, réduisent grandement les risques de dommages aux formations aquifères et font que les rejets de fluides dans les eaux souterraines demeurent à un niveau minimal. Surveillance et contrôle des eaux souterraines pendant la durée d'exploitation d'un projet permettent de s'assurer que la qualité de ces eaux n'est pas réduite en raison des activités de récupération in situ qui sont menées.

Perturbation des sols et remise en état

Le rétablissement d'écosystèmes autosuffisants est une tâche d'envergure dans le contexte de la remise en état de sols perturbés par les activités d'extraction à ciel ouvert des sables bitumineux. Les perturbations en surface découlant des activités d'extraction à ciel ouvert et de la transformation du bitume sont attribuables au défrichage ainsi qu'au dérangement de la terre et des strates de surface. Elles ont des effets sur les poissons et les animaux sauvages. Il s'agit donc, pour l'industrie, de réduire au minimum l'aire ainsi perturbée. À cette fin, les travaux de recherche effectués se concentrent surtout sur l'élaboration de méthodes qui réduiront la superficie requise pour le dépôt du mort-terrain retiré des excavations, pour les activités d'extraction à ciel ouvert et pour la gestion des résidus.

Des démarches novatrices en matière de gestion des résidus doivent être intégrées aux activités habituelles d'exploitation[23]. Les pratiques en cours dans l'industrie consistent à ne pas toucher pendant de nombreuses années à grandes étendues de terrain perturbé, laissant la nature reprendre ses droits. Les permis octroyés prévoient un engagement, de la part des exploitants, à l'endroit de la création d'un paysage dont les capacités productrices sont au moins égales à ce qu'elles étaient avant l'exploitation. Par conséquent, c'est à eux qu'il appartient d'assurer la gestion à long terme des lieux.

Une démarche intégrée, nécessitant coordination et gestion conjointe des excavations pratiquées comme des résidus produits ainsi que la mise en œuvre de techniques de remise en état progressives accélérées, pourrait réduire la perturbation active nette attribuable à l'exploitation des sables bitumineux. Toutefois, les questions liées à la responsabilité des propriétaires et à une souplesse moins grande, en matière de gestion des solides et de l'eau pendant l'exploitation, doivent être résolues. De plus, il faut qu'il y ait consensus entre tous les intervenants quant à l'utilisation de modèles de remise en état terrestres au détriment de ceux à dominante aquatique (c.-à-d., recouvrir d'eau les résidus fins), même si les deux façons de procéder peuvent être acceptables à des fins de planification précises.

D'autres possibilités relatives à la gestion du mort-terrain et des résidus sont étudiées pat l'Oil Sands Reclamation Research Network à l'Université de l'Alberta[24]. Cet organisme vise une meilleure intégration et une amélioration des travaux de recherche propres à la remise en état après exploitation des sables bitumineux grâce à la mise en commun d'information à l'occasion de réunions, d'ateliers et de forums en ligne.

La réduction au minimum de la perturbation des sols est un des objectifs visés par l'industrie des sables bitumineux. Un avantage découlant des puits horizontaux et des forages dirigés à partir de plaques centrales pour les activités de récupération in situ est la superficie réduite alors requise. Qui plus est, le processus in situ est moins complexe en termes d'activités en surface et entraîne donc une perturbation limitée des ressources biophysiques, sylvestres, fauniques et halieutiques. En outre, il réduit au minimum nombre de conflits qui surviennent, au niveau de l'utilisation des terres, entre mise en valeur des sables bitumineux et activités traditionnelles des populations autochtones de la région.

On estime qu'au cours de la prochaine décennie, les principaux acteurs de l'industrie des sables bitumineux dans la région de l'Athabasca auront remis en état quelque 3 000 ha (30 km^2) de terrain. À ce jour, Suncor a remis en état 9 % de l'ensemble des terres perturbées et Syncrude considère l'avoir fait pour 3 290 de ses 17 653 ha, soit 18 % (seuls 191 ha ont été « remis en état de façon permanente »), même si le gouvernement de l'Alberta n'a accordé de certificat de remise en état à

23 Alberta Chamber of Resources, *Oil Sands Technology Roadmap.*

24 Une « mise en valeur simulée des sables bitumineux » a été décrite.

aucun des deux exploitants[25]. Les changements apportés au programme de mesures correctives et de remise en état pour le secteur amont de l'industrie pétrolière et gazière en Alberta ont étendu la portée des responsabilités de cette industrie au niveau des travaux à effectuer. La directive 001 de l'EUB précise les exigences, relatives à l'évaluation de la responsabilité, propres à un emplacement, laquelle évaluation doit être menée par le titulaire d'un permis ou le détenteur d'une approbation, afin d'estimer les coûts liés à la suspension des activités, à l'abandon des lieux ou à la remise en état des terrains.

Évaluations des effets cumulatifs

Alors que les problèmes découlant d'une industrialisation rapide et que la complexité des questions de gérance de l'environnement ne tiennent pas compte des frontières qui délimitent les aires d'activité des sociétés, l'industrie, les groupes d'intérêt public ainsi que les organismes de réglementation reconnaissent et conviennent que les normes et les pratiques du passé, en matière d'environnement, devraient être examinées et améliorées de manière à répondre aux enjeux posés par la durabilité écologique au niveau régional.

Afin de connaître les effets éventuels, AENV exige, dans le contexte des projets d'exploitation de sables bitumineux, une étude d'impact environnemental (ÉIE). Les ÉIE sont préparées de telle manière à permettre d'atteindre trois grands objectifs :

- Contribuer à la conception et à l'élaboration du projet envisagé de façon à réduire au minimum toutes les répercussions négatives qu'il pourrait avoir sur les caractéristiques culturelles, sociales et environnementales de la région.
- Fournir les renseignements exigés par les organismes de réglementation en vue de la prise des décisions propres à l'approbation éventuelle du projet, notamment en ce qui a trait aux effets cumulatifs de celui-ci (tel que précisé dans le mandat produit par AENV pour chaque projet).
- Cerner les mesures de gestion et de surveillance permanentes qui s'imposent pour s'assurer de l'efficacité des mesures d'atténuation ainsi que pour constater les modifications qui sont requises. À l'occasion d'audiences récentes sur les sables bitumineux, une plus grande importance a été accordée à l'évaluation des effets cumulatifs du projet.

Afin de tenir compte de l'importance croissante des effets environnementaux cumulatifs, la SRDD d'AENV propose un cadre de gestion de tels effets pour assurer le développement durable de la région de sables bitumineux de l'Athabasca. La SRDD est divisée en 14 thèmes (p. ex., durabilité des écosystèmes, diversité des sols et des plantes, conséquences des émissions des bassins de résidus et effets cumulatifs sur la qualité des eaux souterraines). Pour chacun de ces thèmes, des objectifs, possibilités et outils de gestion sont recensés.

La SRDD est mise en œuvre en association avec la CEMA. Le but visé, à la fois par la SRDD et par la CEMA, est de créer un système de gestion de l'environnement par consensus pour la MRWB qui tienne compte des effets cumulatifs des grands projets de mise en valeur de l'industrie sur l'environnement et de présenter des recommandations aux organismes de réglementation gouvernementaux ainsi qu'à l'industrie quant aux méthodes de gestion des effets précités pouvant être adoptées de manière à mieux protéger le milieu naturel.

Le premier rapport annuel de la CEMA pour 2000 et 2001 peut maintenant être consulté. Il décrit les diverses initiatives entreprises, par ses cinq groupes de travail et leurs nombreux sous-groupes, en vue

25 Syncrude Canada 2002 et Suncor Energy.

de la mise en œuvre de la SRDD. Une réalisation de taille des membres de la CEMA fut d'en arriver à une définition de la capacité environnementale de la région. Cette définition servira de fondement aux recommandations présentées au gouvernement et à l'industrie lorsqu'il faudra se pencher sur d'autres questions, comme l'acidification ou la perturbation des sols et l'utilisation de l'eau.

Les seuils environnementaux proposés par la CEMA pour la région de sables bitumineux de l'Athabasca n'ont pas encore été établis et les préoccupations de plusieurs organismes, dont Environnement Canada, le Comité permanent de l'environnement et du développement durable ainsi que le Sierra Club du Canada, ont été rendues publiques. La principale inquiétude porte sur le nombre de projets nouvellement proposés dans la région et sur l'ampleur des travaux de construction, qui pourraient outrepasser la capacité de la CEMA et de la SRDD pour l'élaboration efficace de systèmes de gestion ainsi que pour l'adoption de seuils environnementaux.

Une autre étude sur les effets cumulatifs est menée dans le cadre d'un projet de recherche en collaboration entre l'Alberta Conservation Association (ACA) et l'Alberta Research Council. Le projet du bassin hydrographique septentrional est une étude de quatre ans qui portera principalement sur les cours d'eau de la forêt boréale albertaine. Ce projet servira de fondement à un plan de durabilité écologique en vue d'une bonne gestion de la forêt boréale. Il regroupe trois études interreliées :

- documentation de la façon dont les perturbations influent sur les zones forestières en présence d'eau;
- évaluation des effets possibles des activités industrielles sur les populations halieutiques;
- établissement des effets cumulatifs sur les populations halieutiques de toutes les perturbations, au niveau du bassin hydrographique, découlant d'activités forestières et de celles de l'industrie pétrolière et gazière.

7.3 Facteurs socio-économiques

7.3.1 Répercussions de la mise en valeur des sables bitumineux

Le gisement de la région de l'Athabasca est le plus important des trois gisements de sables bitumineux du nord de l'Alberta; c'est aussi là que la mise en valeur y est la plus intense. Dans les régions de Cold Lake et Peace River, elle est moins poussée, même si cela commence à changer. Si aucun effort n'est fait dans ces régions pour promouvoir une mise en valeur responsable et durable de la ressource, on s'expose, au cours des prochaines années, à subir les mêmes répercussions socio-économiques que dans l'Athabasca. La croissance sans précédent qui est prévue dans l'exploitation des sables bitumineux exigera des efforts concertés de tous les acteurs pour faire face efficacement à ces enjeux. L'industrie, l'État et les organismes locaux travaillent sans relâche à l'amélioration du bien-être des collectivités de la région; ils ne pourront se permettre aucune relâche s'ils espèrent suivre le rythme des demandes croissantes imposées à l'infrastructure sociale en place.

Les retombées socio-économiques favorables de la mise en valeur des sables bitumineux sont nombreuses pour les collectivités et les régions, que ce soit en termes de création d'emplois, de progression et de stabilité économiques, de recettes pour l'État ou d'investissements en recherche et développement. Cependant, ces projets s'accompagnent aussi de répercussions socio-économiques défavorables qui, sans être attribuables à une entreprise en particulier, résultent néanmoins des activités de l'ensemble de celles-ci. À titre d'exemples, mentionnons la pénurie de logements abordables, l'augmentation de la circulation routière locale, le surmenage du personnel et la pénurie de main-d'œuvre dans les réseaux publics de santé ou d'éducation, le retard qu'accusent les infrastructures en regard de la croissance de la population, les problèmes de toxicomanie et la

dépendance accrue sur les organismes sans but lucratif qui assurent la prestation des services sociaux. Il s'agit d'autant de preuves de telles répercussions négatives et de la nécessité d'y remédier. Ces facteurs ont contribué, en partie, à la pénurie de main-d'œuvre, à la surchauffe du marché du travail et aux dépassements de coûts, tous des facteurs susceptibles de se répercuter directement sur la mise en valeur des régions de sables bitumineux.

Avantages sur le plan de l'emploi et retombées économiques

La mise en œuvre de projets de sables bitumineux produit des retombées économiques dont bénéficient les économies régionale, provinciale et nationale. Aux quelque 33 000 emplois directs s'ajouteraient, selon les prévisions, 102 000 nouveaux emplois au Canada d'ici 2012. Dans ces circonstances, l'apport de ce secteur à l'économie durant les 25 prochaines années s'élèvera à 2,7 millions d'années-personnes[26]. De ces emplois, environ 60 % seront créés à l'extérieur de l'Alberta, la plupart dans le secteur de la fabrication.

Recettes publiques

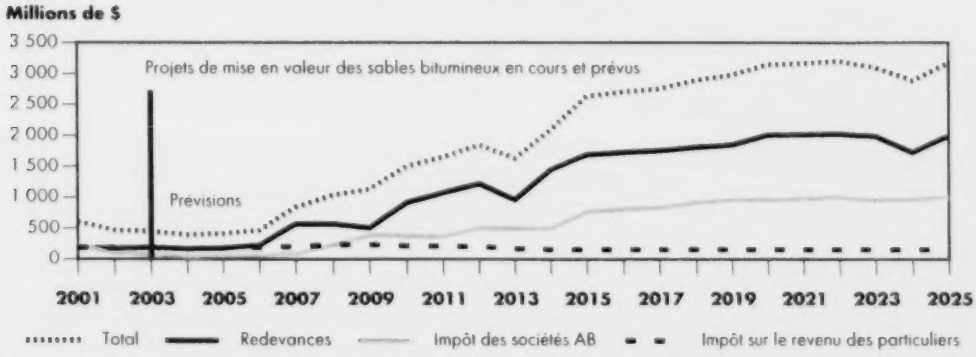
Les projections de nouvelles recettes pour les gouvernements durant la période d'essor (1997 - 2025) ont été revues à la hausse; on les établit maintenant à 200 milliards de dollars. La figure 7.2 illustre les recettes estimatives pour le gouvernement de l'Alberta résultant des projets de mise en valeur des sables bitumineux en cours et prévus.

Croissance de la population

La population de Fort McMurray a connu une croissance constante, passant de 1 100 habitants en 1961 à 6 000 habitants en 1971, puis à 24 000 habitants en 1978 et enfin à 35 200 habitants en 1996[27]. Les plus récentes données du recensement indiquent que la population de Fort McMurray était de 47 240 habitants en 2002, à laquelle il faut ajouter les quelque 8 063 travailleurs vivant dans les campements aménagés pour les projets de sables bitumineux[28]. On prévoit que cette croissance se poursuivra jusqu'en 2010, alors que la population de Fort McMurray atteindra 70 000 habitants.

FIGURE 7.2

Prévisions de recettes pour le gouvernement de l'Alberta



Sources : Groupe de travail sur les questions régionales de l'Athabasca, Nichols Applied Management

26 Groupe de travail sur les questions régionales de l'Athabasca.

27 Statistique Canada.

28 Municipalité régionale de Wood Buffalo.

Les travailleurs vivant dans les campements profitent des services offerts par la municipalité, en l'occurrence des services de santé ou du maintien de l'ordre et des services sociaux. Ces travailleurs étant uniquement de passage et leur nombre variant considérablement sur de courtes périodes, il est très difficile d'en tenir compte dans les prévisions budgétaires et les plans de développement, qui sont souvent établis pour des cycles budgétaires triennaux. En outre, les gouvernements peuvent difficilement justifier l'aménagement d'infrastructures pour une population qui ne fait que passer et qui, selon toute vraisemblance, ne paiera pas de taxes municipales dans les années à venir.

Logement

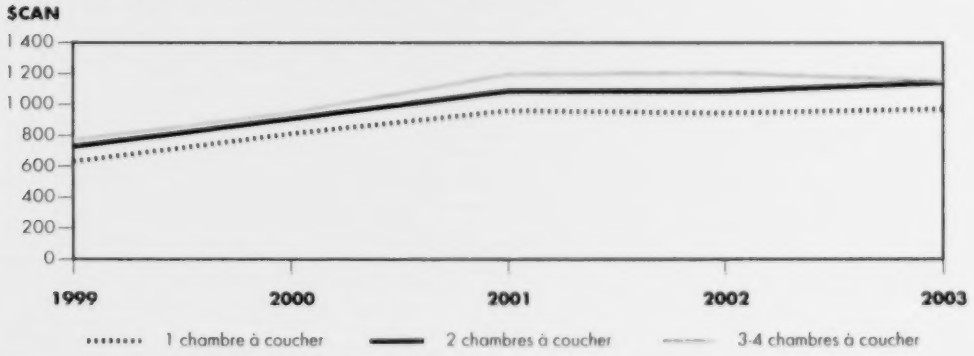
L'accroissement de la population de Fort McMurray a créé une demande d'habitations qui s'est traduite par une hausse des coûts et une faible disponibilité de logement ainsi qu'une pénurie d'habitations subventionnées. Environ 3 000 familles vivent dans des demeures qui ne répondent plus à leurs besoins ou consacrent un pourcentage déraisonnable de leur revenu pour se loger[29].

Malgré la construction de nouvelles habitations, le coût du logement ne cesse de monter en flèche. Actuellement, le prix moyen d'une maison individuelle est de 283 357 $[30]. La location d'un appartement ne constitue guère une solution de rechange abordable puisque les promoteurs louent leurs appartements « par bloc », ce qui a comme conséquence qu'un appartement avec une chambre à coucher coûte en moyenne 973 $ par mois[31]. La figure 7.3 illustre l'évolution du prix moyen, de 1999 à 2003, pour des appartements de tailles diverses. On note une hausse du loyer d'environ 50 % dans toutes les catégories. La Société canadienne d'hypothèques et de logement confirme que les loyers à Fort McMurray sont les plus élevés au Canada. En février 2004, le taux d'inoccupation était de 4,45 %[32]. Dans le passé, ce taux a fluctué fortement, variant d'un plancher de 0,5 % en 2001 à un plafond de 4,7 % en 2002.

Des projets de construction d'appartements sont en cours; cependant, rien ne garantit qu'il s'agira d'unités de logement abordables ou qu'on ne les offrira pas comme logements en copropriété. Par ailleurs, le nombre d'appartements en construction demeure insuffisant pour répondre aux besoins de

FIGURE 7.3

Loyer moyen d'un appartement à Fort McMurray



Source : Société canadienne d'hypothèques et de logement.

29 Rubinstein, Dan.

30 Chambre immobilière de Fort McMurray.

31 Société canadienne d'hypothèques et de logement.

32 Fort McMurray Landlord and Tenant Advisory Board.

la population, en particulier, pour les habitations à loyer modéré (subventionnées), dont le nombre ne suffit même pas à maintenir les listes d'attente à leur niveau actuel. En 2003, on comptait 360 familles et personnes célibataires dans l'attente d'un logement subventionné à Fort McMurray; de ce nombre, 80 étaient considérés comme des cas prioritaires[33].

Services locaux et régionaux

À Fort McMurray, l'accroissement rapide et dans une certaine mesure inattendu de la population est à l'origine d'une pénurie dans les services communautaires ainsi qu'au niveau de l'aménagement d'infrastructures. Les réseaux d'égouts et systèmes d'épuration et d'élimination des déchets ont presque atteint leur capacité alors que les prévisions actuelles d'aménagement pour la région laissent entrevoir une hausse inévitable de la demande au cours des prochaines années. De plus, l'imposition par le gouvernement fédéral de normes plus strictes d'épuration et de traitement des eaux d'égouts a fait en sorte que la municipalité devra planifier en fonction d'une augmentation de la population tout en tenant compte de l'application de ces normes plus exigeantes. Le plafond d'endettement imposé à la MRWB aura comme effet de limiter sa capacité d'emprunt pour financer ces projets de 2004 à 2008[34].

En outre, les organismes gouvernementaux et sans but lucratif assurant la prestation des services sociaux sont touchés de plus d'une façon : tout d'abord, ils sont confrontés à une demande accrue de services et une réduction du nombre de bénévoles; ensuite, leur incapacité à verser des salaires plus élevés nuit lorsque vient le temps de recruter et de maintenir en poste des employés qualifiés[35].

Circulation automobile

L'augmentation du volume et de la nature de la circulation automobile (c.-à-d., engins de construction et véhicules liés à cette activité) qui parcourent la distance entre Fort McMurray et les usine d'exploitation de sables bitumineux a grandement contribué à l'accroissement de la congestion ainsi qu'aux risques pour la sécurité publique dans la région de Wood Buffalo.

7.3.2 Initiatives communautaires

De nombreuses initiatives communautaires ont vu le jour pour contrer les répercussions socio-économiques. C'est le cas de la création du Groupe de travail sur les questions régionales (GTQR) de l'Alberta, de la Wood Buffalo Housing and Development Corporation et de divers organismes ou ministères gouvernementaux. Cette liste n'est que partielle, car une foule d'organisations non gouvernementales (Les Grands frères et grandes sœurs du Canada ou L'Association canadienne pour la santé mentale), d'organismes sans but lucratif (Armée du Salut ou Centraide) et d'excellentes initiatives (Alberta Alcohol and Drug Abuse Commission ou Wood Buffalo HIV & AIDS Society) fournissent une contribution inestimable à la résolution des problèmes d'ordre socio-économique.

Le GTQR est un organisme issu de l'industrie sur lequel le gouvernement compte, en partie, pour surveiller, étudier et coordonner les interventions devenues nécessaires par les effets sociaux cumulatifs de l'expansion. Le GTQR est composé uniquement d'acteurs de l'industrie, la MRWB étant le seul membre de l'extérieur. Les sous-comités créés par le GTQR interviennent auprès de plus de 44 groupes distincts et rassemblent plus de 450 personnes provenant de tous les secteurs de la

33 Homelessness Initiative Steering Committee, Broadview Applied Research Group Inc.

34 Développement économique Alberta, octobre 2003.

35 Développement économique Alberta, mai 2003.

collectivité. Le GTQR a fourni des renseignements précieux aux organismes de planification de la région et a facilité la signature d'ententes (c.-à-d., financement de services de garde et de services de santé pour la population parallèle) afin de corriger la situation.

La Wood Buffalo Housing and Development Corporation est un organisme sans but lucratif dont le mandat est de gérer les projets actuels de logements sociaux ainsi que d'assurer la réalisation de nouveaux projets de logements sociaux et abordables dans la région de Fort McMurray.

De nombreux ministères au gouvernement de l'Alberta cherchent des solutions aux répercussions socio-économiques. Ainsi, le ministère des Transports projette d'améliorer l'infrastructure routière autour de Fort McMurray, notamment en doublant le nombre de voies de l'autoroute 63 entre Fort McMurray et l'usine de Syncrude. Une attention particulière a aussi été portée aux problèmes socio-économiques dans le cadre du processus d'autorisation de l'EUB, puisque certains éléments des projets doivent désormais faire l'objet d'une consultation publique au préalable auprès des intervenants. Les renseignements ainsi recueillis sont ensuite intégrés à l'étape de l'élaboration du projet. Les entreprises peuvent conclure des accords avec les intervenants, si elles le jugent opportun, pour favoriser la résolution de problèmes cernés durant le processus de consultation.

7.3.3 *Initiatives des entreprises*

En général, les exploitants de sables bitumineux ont comme objectif d'améliorer la qualité de vie des collectivités où ils sont établis. En 2002, les promoteurs de projets d'exploitation de sables bitumineux de la région de l'Athabasca ont consacré près de 8,5 millions de dollars à des initiatives portant sur la gestion environnementale et socio-économique[36]. Neuf groupes ou projets ont obtenu du financement, notamment la WBEA, la CEMA, le RAMP et le GTQR.

Syncrude et Suncor ont été les premières à entreprendre des projets commerciaux dans la région des sables bitumineux. Elles ont toutes deux fait des efforts pour se pencher sur les répercussions socio-économiques. La Suncor Energy Foundation, œuvre de bienfaisance entièrement financée par Suncor, a investi plus de 1,8 million de dollars en 2003 dans les programmes de la MRWB axés sur les questions environnementales, les besoins de la collectivité et l'éducation. En 2003, Syncrude a soutenu 358 projets communautaires dans les divers domaines de l'éducation, de l'environnement, de la santé et de la sécurité, des sciences et de la technologie, du développement pour les Autochtones, du développement des collectivités locales, des arts et de la culture ainsi que des loisirs. D'autres sociétés ont emboîté le pas à Syncrude et Suncor dans ce secteur, notamment le projet d'exploitation des sables bitumineux de l'Athabasca, la Canadian Natural Resources Limited (CNRL) et d'autres fournisseurs, comme Finning et ATCO.

7.4 Autochtones

7.4.1 *Répercussions de la mise en valeur des sables bitumineux*

Les questions autochtones sont pertinentes dans la région des sables bitumineux, les gisements du nord de l'Alberta se trouvant à proximité de collectivités de Premières nations et de Métis. L'exploitation d'un gisement de sables bitumineux peut avoir des répercussions sur les réserves et les territoires traditionnels, ainsi que sur l'usage que peuvent en faire les peuples autochtones, du fait de la perturbation des sols et des activités liées à la construction comme à l'exploitation des usines. En outre, les Autochtones s'attendent de plus en plus à être partie prenante des projets qui les touchent.

36 Groupe de travail sur les questions régionales de l'Athabasca.

Cette participation oblige que l'on comprenne les effets des activités se rattachant aux sables bitumineux, que l'on prenne acte des préoccupations des Autochtones, que l'on étudie les mesures d'atténuation à prendre et que l'on donne à ces populations la possibilité de profiter des retombées économiques que de tels projets engendrent.

Avantages sur le plan de l'emploi et retombées économiques

Pour les Autochtones vivant à proximité de gisements de sables bitumineux, les avantages de l'exploitation de ceux-ci sont considérables. Plusieurs initiatives ont été mises sur pied afin d'améliorer les perspectives d'emploi et les possibilités de contrats pour les populations autochtones. Au nombre de celles-ci, on note des engagements par les entreprises à embaucher des membres de ces collectivités et des initiatives internes ou de coopération visant à soutenir l'éducation ainsi que la formation de la population autochtone[37]. En 2002, l'industrie des sables bitumineux a accordé plus de 170 millions de dollars de contrats d'approvisionnement en biens et services à des entreprises détenues par des Autochtones[38].

Terres traditionnelles

Les effets des projets de sables bitumineux sur leurs terres traditionnelles suscitent des inquiétudes chez les populations autochtones. Celles-ci vivent en symbiose avec la terre, qui fait partie intégrante de leur identité culturelle. Elles recherchent donc l'assurance que la mise en valeur des sables bitumineux se fera d'une manière telle que seront ménagées et protégées les terres sur lesquelles se déroulent leurs activités traditionnelles. Parmi les préoccupations évoquées relativement à la mise en valeur des sables bitumineux, on note les risques possibles pour la santé, la perte d'habitats naturels, les conséquences négatives sur la faune, l'utilisation de l'eau, la remise en état des zones perturbées, la gestion de l'accès aux terres, les effets cumulatifs ainsi que la pollution de l'air, des eaux et des sols.

Mode de vie traditionnel

La mise en valeur des sables bitumineux affecte aussi le mode de vie traditionnel des Autochtones. Ces populations continuent d'exercer leurs activités traditionnelles (c.-à-d., chasse, trappe et cueillette), malgré le nombre grandissant de leurs membres qui choisissent, à des degrés divers, l'économie fondée sur les salaires. La transition d'une économie traditionnelle à une économie fondée sur les salaires n'est pas sans risque pour l'identité culturelle d'une collectivité.

7.4.2 Initiatives communautaires

De nombreuses initiatives ont été mises en œuvre dans le but d'apaiser les inquiétudes des groupes autochtones vivant dans la région de sables bitumineux. Celles-ci ont surtout porté sur des mécanismes permettant de prendre en considération les intérêts des Autochtones dans le processus de mise en valeur des ressources. Parmi ces initiatives, on peut mentionner la participation de membres des collectivités autochtones à des groupes multilatéraux et la signature d'accords régionaux entre des regroupements qui les représentent, les gouvernements et les promoteurs.

L'entente cadre multipartite signée par le Conseil tribal d'Athabasca (CTA) constitue un élément clé dans la stratégie de mise en valeur responsable des sables bitumineux de la région de l'Athabasca. Cet accord, d'une durée de trois ans, a été conclu en 2002 entre le CTA et des représentants de l'industrie des sables bitumineux. L'entente vise trois objectifs : traiter des questions liées aux répercussions du

37 Développement économique Alberta, octobre 2003.

38 Groupe de travail sur les questions régionales de l'Athabasca.

développement industriel sur les Première nations, établir des relations à long terme bénéfiques entre toutes les parties et maximiser les occasions pour celles-ci de profiter du développement industriel. L'entente prévoit également un financement de base pour les sociétés de relations industrielles au niveau de la collectivité, afin de permettre aux Premières nations d'interagir avec l'industrie.

Un cadre de référence Métis-industrie a été signé en juin 2003 avec les Métis habitant dans la MRWB. Le projet pilote d'un an vise à cerner les principaux enjeux relatifs au développement industriel pour chacune des six collectivités métisses de la MRWB, établir des protocoles de consultation avec chacune d'elles, créer un centre de ressources sur le développement industriel à l'intention des Métis et intervenir au sein d'organismes qui s'occupent des répercussions du développement industriel.

Les deux accords précités illustrent notamment les efforts de collaboration déployés par les Autochtones et les promoteurs en vue de chercher des solutions aux problèmes qui préoccupent les collectivités autochtones. Des négociations se déroulent actuellement entre des représentants de l'industrie et des gouvernements aux paliers fédéral et provinciaux, ainsi que des Premières nations dans le but d'arriver à un accord de longue durée qui réduirait l'incertitude et qui comporterait des avantages tangibles pour toutes les parties concernées.

7.4.3 Initiatives des entreprises

Beaucoup d'entreprises ont adopté des politiques et des programmes visant à améliorer les conditions de vie de la population autochtone. Ces programmes touchent à divers domaines : l'éducation, l'emploi, la création d'entreprises, le développement communautaire et les enjeux environnementaux, en particulier la compréhension des effets cumulatifs sur l'environnement de l'exploitation des terres traditionnelles. En 2002, plus de 1 300 Autochtones de la MRWB ont travaillé pour des exploitants de sables bitumineux ou leurs sous-traitants. Cela représente une hausse de près de 60 % depuis 1998. Syncrude et Suncor ont été les premières à entreprendre des projets commerciaux dans la région des sables bitumineux. Elles ont toutes deux fait des efforts pour se pencher sur les enjeux qui préoccupent les Autochtones. D'autres entreprises ont emboîté le pas (les données de 2003 d'Albian Sands sur l'approvisionnement local indiquent des versements de 30 millions de dollars à des entreprises autochtones).

Syncrude est le plus gros employeur de travailleurs autochtones au Canada; au cours des douze dernières années, ses échanges avec des entreprises autochtones ont dépassé les 600 millions de dollars. En 2003, les contrats passés avec des entreprises appartenant à des Autochtones avaient une valeur de 92 millions de dollars. À la fin de 2003, on comptait près de 700 travailleurs autochtones au sein du personnel de Syncrude et de ses sous-traitants, soit 12,5 % de l'ensemble des effectifs de ces sociétés. Syncrude a fixé un objectif de maintien des travailleurs autochtones dans ses rangs dans une proportion égale à leur représentation dans la population de Wood Buffalo, soit environ 12 %. Les intérêts de Syncrude au niveau de la population autochtone s'étendent à l'emploi, à l'éducation, à la création d'entreprises, au développement communautaire, au renforcement des capacités et à la protection de l'environnement.

Pour Suncor, la mise en valeur responsable doit tenir compte des besoins, des attentes et des préoccupations des collectivités autochtones concernant les répercussions du développement industriel sur les terres ainsi que sur les ressources traditionnelles, y compris la chasse, le piégeage et la pêche. En 1998, Suncor a fixé comme objectif, dans le contexte de la mise en valeur des sables bitumineux, de faire en sorte que ses effectifs autochtones atteignent 12 % de l'ensemble de son personnel avant 2002. Actuellement, ils représentent plus de 10 % des effectifs, une proportion en hausse comparativement aux 3 % affichés en 1996. En outre, elle vise à accorder soit 12 % de tous ses

contrats, soit des contrats d'une valeur totale de 50 millions de dollars, selon le plus élevé des deux montants, à des entreprises autochtones. En 2003, cet objectif a été surpassé, puisque la valeur de ses contrats avec des sous-traitants autochtones a totalisé 60 millions de dollars.

7.5 Conclusion

À mesure qu'augmentent les pressions en faveur d'une plus grande préoccupation au sujet des répercussions socio-économiques des nouveaux projets, les promoteurs profitent des nouvelles possibilités et technologies ainsi que des synergies qui se créent au niveau de l'exploitation. Ces changements leur permettent d'améliorer leur rendement sur le plan environnemental et d'amener des changements favorables pour les collectivités avoisinantes. On commence à étudier les effets cumulatifs des projets d'une manière collective et coordonnée, alors que les entreprises mettent de plus en plus en commun leurs diverses stratégies de gestion. Les promoteurs ont l'occasion de faire preuve de leadership dans l'utilisation de nouvelles technologies et d'approches coopératives, prenant en compte des enjeux comme les émissions atmosphériques et l'utilisation de l'eau, afin d'arriver à une mise en valeur durable et prolongée des sables bitumineux.

Les investissements colossaux, en termes de temps et de ressources, dans les divers secteurs de la recherche environnementale démontrent bien la volonté de l'industrie des sables bitumineux à réaliser ses activités d'une manière responsable. Les changements climatiques, en particulier au niveau des GES, constituent des priorités pour les dirigeants. Par ailleurs, l'industrie déploie des efforts afin d'utiliser de l'eau douce au minimum et de la réutiliser au maximum. Il existe déjà certaines technologies, mais d'autres doivent être mise au point pour limiter, d'une façon économique, les concentrations de CO_2 dans l'atmosphère, réduire l'utilisation de l'eau douce, réduire au minimum les perturbations du sol et s'occuper efficacement des sous-produits de l'extraction du bitume.

Les avantages économiques associés à la mise en valeur des sables bitumineux sont considérables. Cette croissance, si elle est mal gérée, peut avoir des répercussions socio-économiques défavorables sur les collectivités autochtones et non autochtones de la région. Les perspectives d'emploi ont entraîné une hausse soutenue de la population, au point de pousser l'infrastructure et les services locaux à la limite de leur capacité. Les intervenants ont à cœur de préserver le bien-être collectif et de nombreuses initiatives en ce sens ont vu le jour. Les efforts doivent être poursuivis et renforcés par une planification méticuleuse afin qu'aucun dommage irréparable, aux personnes et à l'environnement, ne soit fait et que la mise en valeur des ressources naturelles s'opère d'une manière durable, en songeant aux besoins des générations futures.

L'industrie des sables bitumineux fait face à de nombreux défis. Cependant, elle doit accroître ses activités en recherche et développement, créer des partenariats entre le secteur privé et le secteur public, puis soutenir les politiques et les programmes de l'État. Une telle démarche permettra d'améliorer les futurs projets de mise en valeur des sables bitumineux. Des obstacles, tant techniques qu'économiques, devront être surmontés pour assurer la mise en œuvre de nouvelles méthodes et de nouvelles technologies, qui réduiront les effets environnementaux des sables bitumineux et amélioreront le bien-être des collectivités qui dépendent de ces activités.

Références

Alberta Chamber of Resources. *Oil Sands Technology Roadmap*. Janvier 2004.

Alberta Energy and Utilities Board (EUB). *Requirements for the Site-specific Liability Assessment in support of the EUB's Liability Management Programs*. Directive 001, 3 novembre 2003. http://www.eub.gov.ab.ca/bbs/documents/directives/directive001.pdf

Alberta Oil Sands Environmental Research Program (AOSERP). Rapport annuel (Rapport 127) AOSERP, 1983.

Association canadienne des producteurs pétroliers (CAPP). *2001 Environment, Health and Safety Stewardship Progress Report*. 2001

Canadian Natural Resources Ltd. (CNRL). *2000 Primrose and Wolf Lake In-situ Oil Sands Expansion Project Volume II: Environmental Impact Assessment Overview*.

Canadian Natural Resources Ltd. (CNRL)/Golder Associates Ltd. *Horizon Oil Sands Project Environmental Impact Assessment, (Section 1)*. Golder Associates Ltd., 2003.

Conseil tribal d'Athabasca (CTA). *All Parties Core Agreement*. 2 octobre 2002.

Cumulative Environmental Management Association (CEMA), *Terms of Reference*. Fort McMurray (Alberta) : CEMA, 13 mars 2000.

Développement économique Alberta. *Oil Sands Industry Update*. Edmonton (Alberta) : Gouvernement de l'Alberta, mai 2003.

Développement économique Alberta. *Oil Sands Industry Update*. Edmonton (Alberta) : Gouvernement de l'Alberta, octobre 2003. http://www.alberta-canada.com/oandg/pdf/oilsands_oct2003.pdf.

Dunbar, R.B., Sloan, T.W., Canadian Energy Research Institute (CERI). *Does Nuclear Energy Have a Role in the Development of Canada's Oil Sands?* Petroleum Society's Canadian International Petroleum Conference. Calgary (Alberta), 10-12 juin 2003.

EnviroLine. *Chretien Offers Oil and Gas Sector Climate Change Principles*. (Volume 14, n^os^ 11 et 12) EnviroLine, août/septembre 2003.

EnviroLine. *Fort Hills Oil Sands Project Still Alive*. (Volume 14, n^os^ 13 et 14). EnviroLine, août 2003.

Environmental Law Centre. *Draft Provincial Water Strategy Stresses Partnerships*. Environmental Law Centre News Brief. (Volume 18, n^o^ 2). 2003.

Environnement Alberta (AENV), et Développement durable des ressources Alberta. *Regional Sustainable Development Strategy for the Athabasca Oil Sands Area Progress Report*. 2001

Environnement Alberta (AENV). *2000 Final Terms of Reference for the Proposed Canadian Natural Resources Ltd. Primrose and Wolf Lake In-situ Oil Sands Expansion Project*, Bonnyville (Alberta), 28 juillet 2000.

Environnement Alberta (AENV). *Regional Sustainable Development Strategy for the Athabasca Oil Sands Area*. (Pub. n^o^ I/754), juillet 1999. http://www3.gov.ab.ca/env/regions/neb/rsds/rsds_final.pdf

Environnement Alberta (AENV). *Water for Life - Alberta's Strategy for Sustainability*, novembre 2003. http://www.waterforlife.gov.ab.ca/.

Fondation des communications sur les ressources pétrolières, *Canada's Oil Sands and Heavy Oil*, avril 2000.

Fort McMurray Landlord and Tenants Advisory Board. *Vacancy Rate*. Fort McMurray Labour Market News. Février 2004. http://www.woodbuffalo.net/housing.htm.

Fort McMurray Real Estate Board. *Real Estate Prices*. Fort McMurray Labour Market News. Février 2004. http://www.woodbuffalo.net/housing.htm.

Golder Associates Ltd. *Athabasca Oil Sands CEA Framework Report*, février 1999.

Gouvernement du Canada, *Plan du Canada sur les changements climatiques*. 21 novembre 2003.

Groupe de travail sur les questions régionales de l'Athabasca. *Canada's Oil Sands*. Fiche technique. Fort McMurray (Alberta) : GTQR, juin 2003. http://www.oilsands.cc.

Homelessness Initiative Steering Committee, Broadview Applied Research Group Inc. *An Update to the Community Plan on Homelessness and Affordable Housing for the Regional Municipality of Wood Buffalo 2004-2006*. 3 février 2004.

Majid, A. *Consolidation of Syncrude Oil Sands Fine Tailings*. Journal of Canadian Petroleum Technology. (Volume 42, n° 8) Août 2003.

Metis-Industry Consultation Office (MICA). *Terms of Reference*. 13 juin 2003.

Municipalité régionale de Wood Buffalo (MRWB) *Wood Buffalo Census 2002*. Fort McMurray (Alberta) : MRWB, 7 mai - 30 juin 2002.

Oil Sands Environmental Coalition, Document présenté à l'Alberta Energy and Utilities Board concenrant le projet Horizon proposé par CNRL. Septembre 2003.

Oil Sands Reclamation Research Network, University of Alberta. *Virtual Mine*. Document affiché en ligne. http://www.osern.rr.ualberta.ca/vmintro.htm

Oil Sands.Vegetation Reclamation Committee (OSVRC). *Guidelines for Reclamation to Forest Vegetation in the Alberta Oil Sands Region*. (Rapport n° ESD/LM/99-1) Fort McMurray (Alberta) : AENV, octobre 1998. http://www3.gov.ab.ca/env/protenf/landrec/documents/recforestvegguide.pdf

Oil Sands Wetlands Working Group (OSWWG). *Guideline for Wetland Establishment on Reclaimed Oil Sands Leases*. (Rapport n° ESD/LM/00-1). Environnement Alberta, Services environnementaux, mars 2000.

Parkland Institute. *Making It Work Kyoto*. Trade and Politics, octobre 2002.

Pembina Institute for Appropriate Development (Pembina Institute). *Oil and Troubled Waters - Reducing the impact of the oil and gas industry on Alberta's water resources*. Drayton Valley (Alberta) : Pembina Institute, avril 2003.

Rubinstein, Dan. *Heads in the Sands*. Alberta Views. Calgary (Alberta) : mars/avril 2003.

Shell Canada Limitée. *Guide d'inscription de VCR Inc.* Mai 2003.

Sierra Club du Canada. Document présenté à l'Alberta Energy and Utilities Board et l'Agence canadienne d'évaluation environnementale concernant l'étude d'impact environnemental de la mine Jackpine - Phase 1, projet de Shell Canada, Chevron Canada et Western Oil Sands. Septembre 2003.

Société canadienne d'hypothèques et de logement (SCHL). *Average Rental Rates in Fort McMurray - Comparing 1999-2003.* Fort McMurray Labour Market News. Février 2004. http://www.woodbuffalo.net/housing.htm.

Statistique Canada. *Community Highlights for the Regional Municipality of Wood Buffalo, Alberta 2001* Profils communautaires extraits du recensement 2001. 15 mai 2001. http://www.statcan.ca.

Stosur, George J., Waisley, Sandra, Reid Thomas B., et Marchant, Leland C. *Tar Sands - Technology, Economics and Environmental Issues for Commercial Production beyond the Year 2000.* 7e congrès international de l'UNITAR sur le brut lourd et les sables bitumineux. Beijing (Chine), du 27 au 30 octobre 1998.

Suncor Energy. *Sustainability-Environment-Land.*

Syncrude Canada. *2002 EH & S Report* pp 45-46. 2002.

IMPORTANCE DU GAZ NATUREL

8.1 Introduction

Le présent chapitre porte sur les besoins de gaz naturel de l'industrie des sables bitumineux et fait un survol de la question du bitume sous-jacent au gaz.

La récupération et la valorisation du bitume à partir des sables bitumineux nécessitent beaucoup de gaz naturel, d'électricité, de carburant de transport et d'hydrogène. Depuis longtemps, les exploitants de sables bitumineux ont fait du gaz naturel - peu coûteux, fiable et propre - leur principale source d'énergie. Cependant, par suite du resserrement du marché nord-américain de ce gaz, les prix ont commencé à monter et à être plus volatils. Les exploitants de sables bitumineux ont donc été forcés de réduire leur exposition au gaz naturel, ce qu'ils sont parvenus à faire en améliorant l'efficacité de toutes leurs activités, en intégrant davantage leurs usines, en produisant de l'électricité par voie de cogénération afin d'utiliser la chaleur perdue et en se tournant vers d'autres sources d'énergie, comme l'hydrogène.

8.2 Demande de gaz

Pour les exploitants de sables bitumineux, le gaz naturel est, depuis toujours, la principale source d'énergie; aussi, à mesure qu'augmentait la production de sables bitumineux, la demande de gaz naturel suivait. Alors qu'on prévoit une hausse appréciable de la production de sables bitumineux, l'approvisionnement en gaz du BSOC semble atteindre un plateau et accroître la pression qui s'exerce sur cette source d'énergie traditionnelle pour le secteur des sables bitumineux.

Une grande partie de l'énergie nécessaire à l'extraction à ciel ouvert, la séparation et la valorisation des sables bitumineux ainsi qu'à la récupération in situ provient de la production sur place d'électricité en utilisant du gaz naturel, venant de l'extérieur de la région, comme combustible. Les turbines au gaz produisent l'électricité dont on a besoin pour faire fonctionner l'équipement et les usines, ainsi que la chaleur indispensable à la production de la vapeur entrant dans les procédés de récupération, de séparation et de valorisation du bitume. Le gaz naturel fournit également l'hydrogène servant à l'hydrocraquage et à l'hydrotraitement, deux étapes du procédé de valorisation.

8.2.1 Extraction à ciel ouvert/séparation/valorisation

L'extraction à ciel ouvert exige de l'énergie pour faire fonctionner l'équipement, comme les excavatrices électriques utilisées pour enlever le mort-terrain et récupérer les sables bitumineux du front d'avancement ainsi que les pipelines d'hydrotransport et les installations servant au déplacement des sables bitumineux dans une boue aqueuse jusqu'aux usines de séparation du bitume. Les procédés actuels utilisent le gaz naturel comme source de chaleur pour le soutirage à l'eau chaude servant à la séparation du bitume des sables bitumineux.

La valorisation du bitume pour en faire un pétrole brut synthétique (PBS) de plus grande qualité nécessite du gaz naturel comme source de chaleur et de vapeur, ainsi que de l'hydrogène pour le craquage et l'hydrotraitement. Selon la méthode de valorisation utilisée, soit la cokéfaction différée, le craquage catalytique fluide ou l'ajout d'hydrogène et selon aussi le degré d'amélioration du produit final, la quantité d'hydrogène nécessaire varie. En 2003, 55 % du gaz naturel nécessaire aux activités de l'industrie ont été tirés du « dégagement gazeux » résultant de la valorisation, les 45 % qui restent ayant dû être transportés de l'extérieur. La méthode la plus courante pour produire de l'hydrogène est celle du reformage du méthane à la vapeur. Elle utilise 0,4 unité de volume de gaz naturel pour chaque unité de volume d'hydrogène produit[39]. Les exploitants d'usine de valorisation ont généralement recours à cette technique pour s'approvisionner en hydrogène, bien que certains se procurent l'hydrogène de sources extérieures.

8.2.2 Récupération in situ

Les deux méthodes de récupération les plus courants sont la stimulation cyclique par la vapeur d'eau (SCV) et la séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur (SGSIV). Toutes deux exigent beaucoup d'énergie. La production de chaleur par ces méthodes requiert du gaz naturel, bien souvent obtenu en cogénération avec de l'électricité. Le procédé consiste à injecter de la vapeur dans les formations souterraines pour amener le bitume à s'écouler dans les puits de production. La SCV est une méthode cyclique sous haute pression, contrairement à la SGSIV qui préconise l'utilisation de basse pression continue. Par conséquent, la SCV procure généralement un ratio vapeur-pétrole (RVP) plus élevé, mais exige davantage de gaz naturel par baril de pétrole produit. Les utilisateurs de la SCV dans la région de Cold Lake comblent environ 15 % de leurs besoins de gaz naturel avec des gaz dissous, ce qui ramène leurs besoins au même niveau que ceux qui choisissent la SGSIV. En général, on considère dans l'industrie qu'il faut 1 kpi³ pour produire un baril de pétrole, même si des variations considérables sont constatées d'un projet à l'autre.

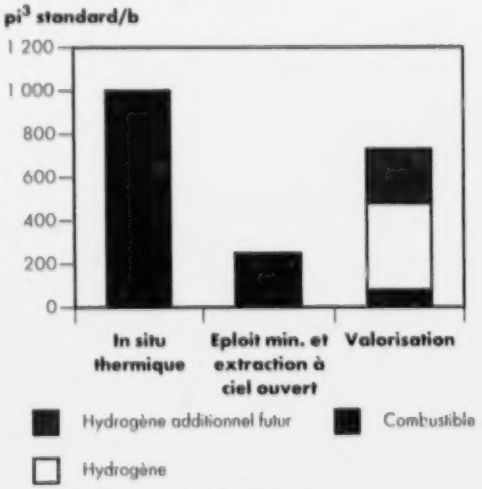
8.2.3 Projections de la demande de gaz naturel

La figure 8.1 illustre de manière approximative la répartition de la demande de gaz naturel pour les exploitants de sables bitumineux, et sert de fondement aux projections à long terme de cette demande à des fins d'exploitation des sables bitumineux. On a ajouté la catégorie « valorisation excédentaire future » pour tenir compte de l'augmentation de la demande future de PBS, plus propre et de qualité supérieure, et par conséquent d'hydrogène.

La projection d'utilisation de gaz naturel pour l'exploitation de sables bitumineux tient compte de la consommation actuelle et de certaines hypothèses pour l'avenir. Parmi celles-ci, on présume que l'accroissement de la valorisation, dans certains cas, exigera une offre supplémentaire d'hydrogène, ce qui entraînera une hausse de la demande de gaz par baril de

FIGURE 8.1

Demande de gaz naturel par type de récupération (en pi³ std/b)



Source : *Oil Sands Technology Roadmap*.

39 Alberta Chamber of Resources, *Oil Sands Technology Roadmap*.

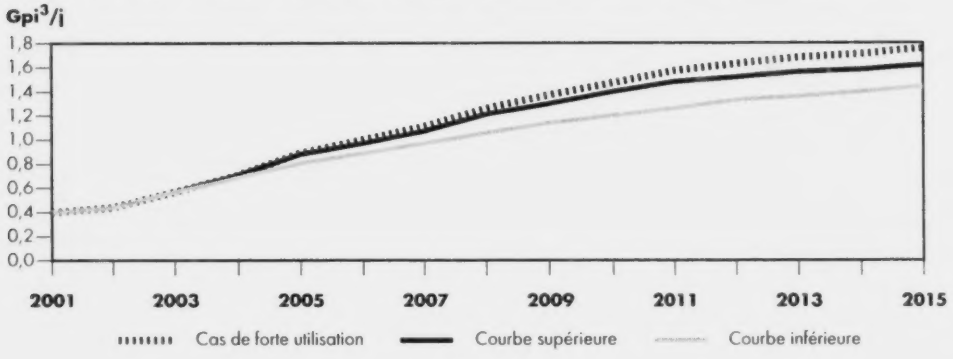
PBS de 1 % par année après 2006. On a posé comme hypothèse au début de la période de projection que l'utilisation moyenne de gaz serait de 1,2 kpi³ par baril pour les projets de récupération thermique in situ et de 0,56 kpi³, toujours par baril, pour ceux d'extraction à ciel ouvert et de valorisation.

On a aussi tenu compte d'une amélioration générale de 1 % par année de l'efficacité énergétique pour la production in situ, reconnaissant ainsi le caractère relativement nouveau de la technologie de la SGSIV. En outre, les nouvelles technologies de valorisation proposées, comme le procédé ORcrude^MC de Nexen/OPTI, qui produiront du combustible à partir de la gazéification du bitume, réduiront la demande de gaz naturel. Les méthodes in situ comme la séparation à la vapeur (VAPEX^MC), qui consistent à injecter dans le gisement un solvant plutôt que de la vapeur, contribueront également à diminuer la demande de gaz naturel. De la même façon, on a inclus dans la production de PBS une augmentation annuelle de 1 % par année pour prendre en compte les gains d'efficience que l'on a tendance à réaliser dans les installations d'exploitation minière intégrée.

En appliquant les coefficients d'utilisation du gaz aux courbes « inférieure » et « supérieure » des projections d'offre (voir chapitre 4 - Offre de pétrole brut), on obtient respectivement un accroissement de la demande totale de gaz d'environ 1,4 et 1,6 Gpi³/j (figure 8.2). Le scénario de forte utilisation du gaz repose sur des facteurs d'utilisation plus élevés. Il présente un cas où les améliorations d'efficacité énergétique prévues ne se concrétiseraient pas et où le coefficient d'utilisation du gaz pour la production thermique in situ demeure à 1,2 kpi³ par baril, tandis que celui pour l'extraction à ciel ouvert et la valorisation augmente légèrement à 0,60 kpi³ par baril. Dans le cas d'une forte utilisation, la consommation de gaz passe à 1,8 Gpi³/j d'ici 2015.

FIGURE 8.2

Demande de gaz naturel projetée pour l'exploitation des sables bitumineux

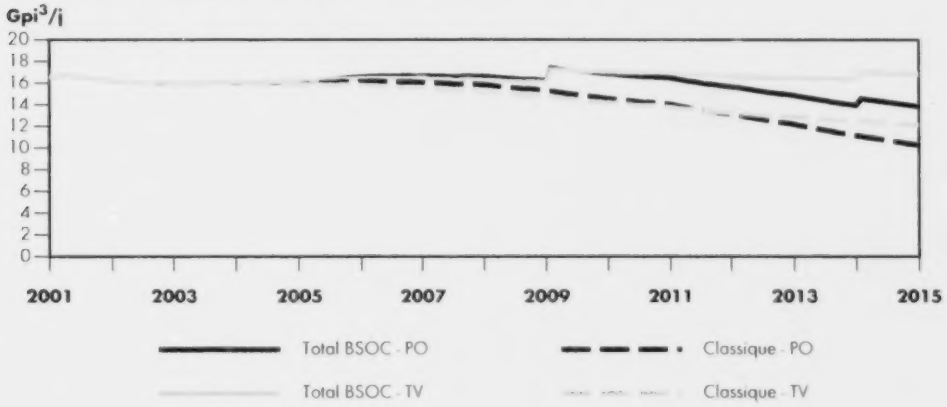


8.3 Offre de gaz

Selon de récentes prévisions de l'offre de gaz naturel, la production totale du BSOC restera relativement stable autour de 16,5 à 17,0 Gpi³/j d'ici 2010 ou 2011 (figure 8.3). On prévoit une baisse de l'offre de gaz des sources classiques du BSOC d'ici 2006-2007. Par la suite, le gaz supplémentaire provenant de sources non traditionnelles, comme le méthane des gisements houillers (MGH) et de nouvelles régions productrices, notamment celles du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, occupera une place grandissante pour les utilisateurs de l'Ouest du Canada.

D'autres sources de gaz naturel sont envisageables, par exemple, plus de MGH, l'importation de gaz naturel liquéfié (GNL) et, entre 2009 et 2013, l'approvisionnement des pipelines du Nord, soit celui de la vallée du Mackenzie et celui de l'Alaska. Si la mise en service de ces sources devait être retardée, le marché du gaz pourrait se resserrer au cours des cinq ou six prochaines années et même après, soit jusqu'à ce qu'on puisse compter sur une source de rechange offrant une quantité suffisante de gaz.

Projection de l'offre de gaz naturel du BSOC



Actuellement, le gaz acheté qu'utilise l'industrie des sables bitumineux totalise environ 0,6 Gpi³/j, soit environ 4 % de la production du BSOC. D'ici 2015, cette demande passera à environ 10 %, si la production de gaz se maintient à 16,5 Gpi³/j. Les données que l'on possède à l'heure actuelle relativement à la distribution révèlent qu'environ 9,0 Gpi³/j de la production sont exportés vers les États-Unis, 3,5 Gpi³/j sont livrés dans l'Est du Canada et 4,0 Gpi³/j sont consommés dans l'Ouest canadien. Dans l'hypothèse où les livraisons vers les États-Unis et l'Est du Canada demeuraient au niveau de 2003, la demande de gaz liée aux sables bitumineux compterait pour 50 % ou plus de l'offre accessible dans l'Ouest du Canada.

Les prix du gaz naturel que doivent payer les consommateurs habitant dans les régions de sables bitumineux sont fixés dans le contexte d'un marché nord-américain intégré. Aux fins de la présente analyse, nous avons présumé que ce prix serait à parité avec celui du pétrole brut, en termes de pouvoir calorifique. Bien que cette relation puisse tenir la route à longue échéance, il n'empêche que le rapport entre l'offre et la demande de gaz naturel à l'échelle régionale à court terme peut influer sur les prix du gaz à brève échéance.

Dans le cas des projets de récupération thermique in situ, les coûts du gaz naturel peuvent représenter jusqu'à 60 % des frais d'exploitation totaux. Pour les exploitations minières intégrées, le pourcentage est un peu moindre, habituellement dans une mesure de 15 %. Il va sans dire que l'offre de gaz et son incidence sur les prix du gaz sont au cœur des préoccupations de l'industrie des sables bitumineux.

Afin de réduire son exposition aux variations des prix du gaz, les exploitants de sables bitumineux cherchent à réduire leur dépendance à l'endroit de cette ressource, soit en améliorant leur efficacité par une meilleure gestion de l'énergie, soit par la recherche et le développement de sources d'énergie de remplacement.

Voici quelques exemples de tentatives visant à réduire la dépendance de l'industrie à l'endroit du gaz naturel :

- le projet de Long Lake envisagé par Nexen/OPTI prévoit le recours à la gazéification du bitume pour produire un gaz de synthèse qui éliminerait le besoin d'utiliser du gaz naturel;
- la gazéification du coke, du charbon ou du gasoil sous vide;
- l'introduction, par Suncor, d'un système permettant de brûler du carburant diesel plutôt que du gaz naturel à son projet de SGSIV Firebag;

- les études menées par Énergie atomique du Canada limitée (EACL) visant à utiliser un réacteur CANDU avancé pour produire de l'électricité, de la vapeur et de l'hydrogène.

La question des sources d'énergie de remplacement est traitée plus en détail au chapitre 11 Technologies émergentes.

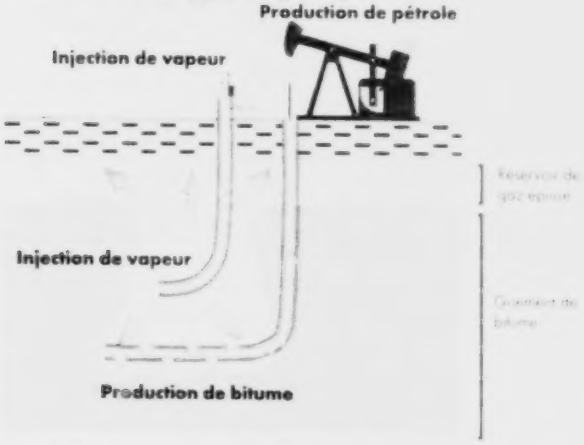
Bien que les exemples mentionnés offrent des moyens de réduire la consommation de gaz, ils ont l'inconvénient d'augmenter les émissions de CO_2 (à l'exception de l'option nucléaire). Les exploitants devront donc soupeser les coûts et les avantages de chaque moyen évoqué.

8.4 Gaz et bitume sous-jacent

La question du gaz et du bitume sous-jacent a été portée à l'attention du public au milieu des années 1990. Il s'agissait de savoir si l'épuisement des gisements gaziers communiquant par pression avec les gisements de bitume sous-jacents pouvait nuire à la récupération de celui-ci par des moyens thermiques. Le dilemme avait trait aux zones géologiques Wabiskaw-McMurray, dans la région de sables bitumineux de l'Athabasca, où on avait bien souvent accordé des droits d'exploitation de pétrole et de gaz naturel à des titulaires de concession opérant dans le même secteur. Très souvent aussi cette situation a suscité un affrontement entre le producteur de gaz naturel et celui de bitume.

Vers la fin de 1996, Ressources Gulf Canada Limitée (devenue depuis ConocoPhillips Canada) a demandé à l'Energy and Utilities Board de l'Alberta (EUB) de faire cesser la production de gaz associé des gisements surplombant le projet de SCGSIV de Surmont qu'elle envisageait. Gulf prétendait que l'exploitation des gisements gaziers de la région de Surmont se traduisait par une baisse constante de la pression dans son gisement de bitume et que, si cela se poursuivait, son projet de SCGSIV serait en péril. Gulf craignait que dans le cas d'une trop forte baisse de pression dans le réservoir de gaz, la vapeur injectée dans la chambre de production de bitume s'échapperait vers le gisement de gaz épuisé (figure 8.4). Par ailleurs, en présence d'eau au-dessus du bitume, l'exploitation à une pression trop basse fait courir un risque d'infiltration dans le gisement. À cette situation s'ajoutait le fait que les projets de SCGSIV nécessitent des systèmes d'ascension artificiels, généralement par poussée de gaz[40], pour amener le bitume à la surface. Dans ce cas, la pression de fonctionnement se situe entre 400 et 600 kPa[41].

Incidence de la zone de gaz épuisé



Source : EUB

Depuis 1996, l'EUB s'est penché sur la question à maintes reprises et a réalisé de nombreuses études. Il a notamment tenu deux audiences d'une durée record sur cette question du gaz et du bitume sous-jacent. La somme colossale de

40. On doit avoir recours à l'ascension artificielle quand la poussée de forage ne suffit pas à forcer les liquides à la surface.

41. Kilopascals absolus.

- les études menées par Énergie atomique du Canada limitée (EACL) visant à utiliser un réacteur CANDU avancé pour produire de l'électricité, de la vapeur et de l'hydrogène.

La question des sources d'énergie de remplacement est traitée plus en détail au chapitre 11 - Technologies émergentes.

Bien que les exemples mentionnés offrent des moyens de réduire la consommation de gaz, ils ont l'inconvénient d'augmenter les émissions de CO_2 (à l'exception de l'option nucléaire). Les exploitants devront donc soupeser les coûts et les avantages de chaque moyen évoqué.

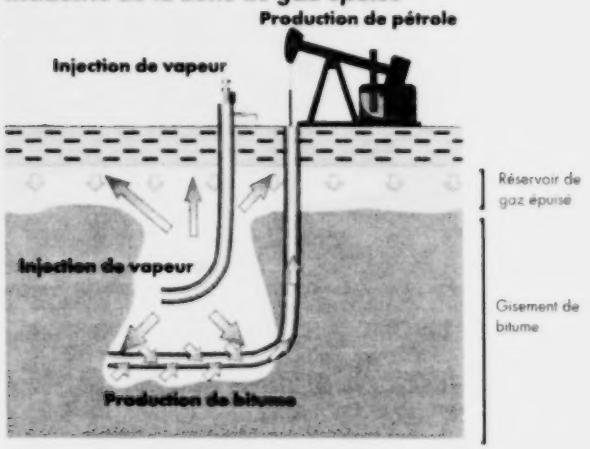
8.4 Gaz et bitume sous-jacent

La question du gaz et du bitume sous-jacent a été portée à l'attention du public au milieu des années 1990. Il s'agissait de savoir si l'épuisement des gisements gaziers communiquant par pression avec les gisements de bitume sous-jacents pouvait nuire à la récupération de celui-ci par des moyens thermiques. Le dilemme avait trait aux zones géologiques Wabiskaw-McMurray, dans la région de sables bitumineux de l'Athabasca, où on avait bien souvent accordé des droits d'exploitation de pétrole et de gaz naturel à des titulaires de concession opérant dans le même secteur. Très souvent aussi cette situation a suscité un affrontement entre le producteur de gaz naturel et celui de bitume.

Vers la fin de 1996, Ressources Gulf Canada Limitée (devenue depuis ConocoPhillips Canada) a demandé à l'Energy and Utilities Board de l'Alberta (EUB) de faire cesser la production de gaz associé des gisements surplombant le projet de SGSIV de Surmont qu'elle envisageait. Gulf prétendait que l'exploitation des gisements gaziers de la région de Surmont se traduisait par une baisse constante de la pression dans son gisement de bitume et que, si cela se poursuivait, son projet de SGSIV serait en péril. Gulf craignait que dans le cas d'une trop forte baisse de pression dans le réservoir de gaz, la vapeur injectée dans la chambre de production de bitume s'échapperait vers le gisement de gaz épuisé (figure 8.4). Par ailleurs, en présence d'eau au-dessus du bitume, l'exploitation à une pression trop basse fait courir un risque d'infiltration dans le gisement. À cette situation s'ajoutait le fait que les projets de SGSIV nécessitent des systèmes d'ascension artificiels, généralement par poussée de gaz[40], pour amener le bitume à la surface. Dans ce cas, la pression de fonctionnement se situe entre 400 et 600 kPa[41].

FIGURE 8.4

Incidence de la zone de gaz épuisé



Source : EUB

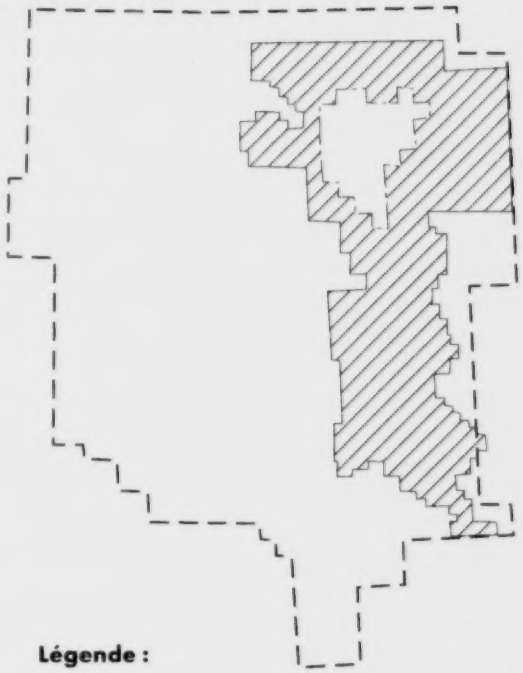
Depuis 1996, l'EUB s'est penché sur la question à maintes reprises et a réalisé de nombreuses études. Il a notamment tenu deux audiences d'une durée record sur cette question du gaz et du bitume sous-jacent. La somme colossale de

40 On doit avoir recours à l'ascension artificielle quand la poussée de forage ne suffit pas à forcer les liquides à la surface.

41 Kilopascals absolus.

données recueillies l'a amené à prendre des mesures pour protéger la valeur des réserves de bitume, validant l'argument selon lequel la pression décroissante menaçait l'exploitation du bitume par SGSIV. En outre, durant cette période, il a été possible de mieux circonscrire le secteur géographique en cause, ce qui a permis d'exempter de nombreux producteurs de gaz à l'extérieur de la zone de l'interruption de production imposée. À l'intérieur du périmètre ainsi réduit de la zone préoccupante se retrouve le bitume le plus dense du gisement Wabiskaw-McMurray de l'Athabasca ainsi que l'ensemble des projets de SGSIV existants et proposés dans la région de sables bitumineux de l'Athabasca (figure 8.5). Le bitume à l'extérieur de cette zone n'est pas considéré comme exploitable par SGSIV ou d'autres technologies utilisant la chaleur.

Zone préoccupante



Source : EUB

8.4.1 *Bulletin général GB 2000-28*

Dans sa décision de juillet 2003, bulletin général GB 2000-28, l'EUB a ordonné que soit interrompue temporairement la production de gaz dans la zone préoccupante du gisement Wabiskaw-McMurray afin de protéger le bitume déposé plus en profondeur et de fournir une plus grande certitude aux producteurs de ce même bitume. L'EUB concluait ce qui suit :

[Traduction]

- La production de gaz associé pose un risque inacceptable pour la récupération du bitume au moyen de la méthode de la séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur (SGSIV).
- À l'heure actuelle, il n'existe aucune technologie éprouvée permettant d'atténuer ce risque de manière satisfaisante.
- À l'intérieur du secteur circonscrit, la production de gaz du gisement Wabiskaw-McMurray associée au bitume récupérable doit être mise en évidence et arrêtée dans les plus brefs délais.
- Le meilleur moyen de connaître le secteur de production de gaz non associé consiste à effectuer une étude géologique régionale.

L'EUB a aussi mentionné qu'il jugeait que la meilleure méthode pour récupérer les réserves de bitume à l'intérieur du secteur visé était celle de la SGSIV; en outre, il était d'avis que les gisements

gaziers Wabiskaw-McMurray étaient déjà à un stade avancé d'épuisement, que celui-ci se poursuit et que des mesures doivent être prises sans tarder afin d'atténuer tout nouveau risque pour la récupération du bitume par SGSIV.

8.4.2 *Interruption de production généralisée*

Selon l'EUB, l'arrêt de production toucherait environ 7 millions de m^3/j (247 Mpi^3/j) de gaz. Il a tout de même permis que les producteurs touchés fassent une demande d'exemption. Le 1er septembre 2003, il ordonnait l'arrêt de production de 2,7 millions de m^3/j (95 Mpi^3/j) et permettait que le reste de la ressource puisse provisoirement continuer d'être exploitée. L'ordonnance s'appliquait à la production de gaz autorisée antérieurement et pour laquelle on présumait qu'il y avait communication avec le gisement de bitume sous-jacent.

Pour replacer les choses en contexte, mentionnons qu'en termes calorifiques, les réserves de bitume à risque représentent environ 600 fois celles de gaz, réalisables et restantes, pour lesquelles l'arrêt de production a été recommandé. On évalue les réserves de bitume récupérables de Wabiskaw-McMurray à environ 6 milliards de mètres cubes (100 milliards de barils), en utilisant un taux de récupération de 20 %. Les réserves de gaz restantes visées par l'interruption de production se situent autour de 1 Tpi^3, soit environ 2 % des réserves restantes totales de gaz naturel de l'Alberta, évaluées à 42 Tpi^3. En transposant le bitume récupérable de la formation Wabiskaw-McMurray en pétrole brut classique, on peut multiplier par environ 60 les réserves de pétrole classique restantes de l'Alberta.

À l'automne 2003, l'EUB a entrepris une étude géologique détaillée pour déterminer dans quelle mesure la production de gaz pouvait reprendre. En janvier 2004, il publiait les résultats de son étude géologique régionale (ÉGR), dans laquelle étaient répertoriés les gisements de gaz naturel de la formation Wabiskaw-McMurray en contact avec du bitume sous-jacent. L'étude a démontré que 464 gisements de gaz communiquaient avec d'autres de bitume récupérable.

À la fin de janvier 2004, un groupe formé de membres du personnel de l'EUB (mais indépendant de celui-ci) a recommandé, en se fondant sur les conclusions de l'ÉGR, que cesse de façon permanente la production de 485 puits de gaz naturel de la formation de Wabiskaw-McMurray ayant une production de 3,8 millions de m^3/j (135 Mpi^3/j) au 31 août 2003. Il recommandait aussi l'arrêt de production d'une autre réserve de gaz réalisable de 300 Gpi^3. Ce volume représente moins de 1 % des réserves de gaz réalisables restantes de l'Alberta et environ 50 % de celles du gisement Wabiskaw-McMurray.

Les parties en désaccord avec les recommandations du personnel ont étayé leur position en fournissant de nouvelles preuves; en outre, plusieurs producteurs de gaz ont contesté la décision rendue en juillet 2003 relativement au gaz et bitume sous-jacent. Ils ont obtenu l'autorisation d'en appeler de celle-ci auprès de la Cour d'appel de l'Alberta à la fin de janvier 2004. Toutefois, avant que la cause ne soit entendue, le tribunal a obligé les parties à prendre part à l'audience intérimaire de l'EUB, prévue pour le mois de mars 2004.

Cette audience permettra de déterminer si le gaz naturel est associé au bitume que l'on croit récupérable. Elle vise également à entendre les objections des parties touchées par la fermeture proposée des puits de gaz. L'EUB souhaite rendre une décision d'ici le 1er avril 2004 sur l'ensemble de la situation entourant la production de gaz exemptée, à titre provisoire ou définitif.

Au moment de la rédaction du présent rapport, les conclusions de l'audience de mars de l'EUB n'étaient pas encore connues. L'EUB prévoit tenir une nouvelle audience avant la fin de 2004 en vue d'une décision finale relativement à la production des puits faisant alors toujours l'objet d'une contestation. Personne ne s'attend que ces audiences mettent un terme au débat entourant le gaz et le

bitume sous-jacent. En effet, l'EUB devra se pencher sur cette question qui pourrait également toucher les régions de Cold Lake et de Peace River.

Le gouvernement de l'Alberta étudie la possibilité d'accorder des redressements relativement aux redevances des sociétés qui pourraient être touchées par un arrêt permanent de la production. Une politique en la matière pourrait être mise en oeuvre en 2004.

8.4.3 *Solutions techniques*

En 2001, un comité des solutions techniques (CST), formé de représentants de l'État et de l'industrie, a reçu comme mandat d'aiguiller ainsi que de faciliter la recherche sur le gaz et le bitume sous-jacent en plus de promouvoir l'élaboration de même que l'expérimentation sur le terrain de solutions adaptées. Sous l'égide du CST, cinq sous-comités techniques examinent les domaines suivants :

- la transmission latérale et verticale de la pression;
- le rendement à basse pression de la SGSIV;
- la collecte et l'interprétation des données sur les interruptions de production;
- la technologie de l'injection de liquides;
- l'ascension artificielle avec SGSIV à basse pression.

Certains intervenants de l'industrie ont indiqué que la recompression des gisements gaziers épuisés constituait une solution viable au problème à l'étude. L'EUB [traduction] « continue de juger que la recompression ne doit pas être envisagée tant qu'il n'aura pas été démontré qu'elle est réalisable et pratique, au terme d'une expérimentation sur le terrain »[42].

Deux nouvelles technologies suscitent l'espoir d'une solution satisfaisante au problème de la production de gaz associé pour la récupération du bitume. La première s'appelle VAPEX[MC]. Elle consiste à injecter un solvant (c.-à-d., propane et butane) vaporisé plutôt que de la vapeur pour liquéfier le bitume in situ et lui permettre de s'écouler à une pression relativement basse dans le réservoir. La seconde est une technologie de combustion par injection d'air verticale puis horizontale (IAVH) permettant de récupérer le bitume in situ. Cette technologie repose sur le forage d'un puits d'injection d'air vertical et d'un puits de production horizontal. Lorsqu'on utilise cette technologie, l'épuisement du réservoir de gaz ne constitue plus un problème, puisqu'on injecte de l'air dans le puits pour créer une chambre de combustion qui amène le pétrole à s'écouler et qu'après quoi, il est récupéré par le puits horizontal. Dans le cas de ces deux technologies, l'expérimentation sur le terrain reste à faire. La méthode VAPEX[MC] est mise à l'essai dans le cadre de plusieurs projets pilotes; on prévoit le premier projet du genre pour la technique IAVH vers la fin de 2004.

8.5 Conclusion

On prévoit une hausse marquée de la demande de gaz naturel par l'industrie des sables bitumineux au cours de la période à l'étude, puisqu'elle devrait passer de 1,4 Gpi³/j à 1,8 Gpi³/j. Elle représentera alors environ 10 % de l'offre du BSOC. Confrontés à des prix du gaz plus élevés et plus volatils, les producteurs, dont c'est la principale source d'énergie, cherchent des moyens de réduire leur dépendance à son endroit et à l'endroit de l'hydrogène dans leurs activités. De nombreuses solutions

42 Décision de l'EUB 2003-023 *Région de Chard et gisement de Leismer – Région de sables bitumineux de l'Athabasca : Demandes de production et d'interruption de production de gaz*, 18 mars 2003.

de rechange ont été avancées, la gazéification du bitume étant celle qui semble en voie d'atteindre le stade commercial en premier.

Dans les régions où l'on trouve des gisements de gaz qui en surplombent d'autres de bitume, la question du gaz et bitume sous-jacent sème la controverse en Alberta depuis le milieu des années 1990. Les producteurs de bitume tentent de protéger leurs projets de SGSIV de dommages potentiels, tandis que les producteurs de gaz souhaitent exploiter leurs gisements à leur pleine valeur. Au terme de plusieurs audiences et de nombreux autres débats, l'EUB a conclu que la production du gaz en question posait effectivement des risques pour les activités de récupération de bitume par SGSIV. Il a donc ordonné une interruption de production provisoire pour près de 500 puits de gaz, dans l'attente d'une étude plus approfondie.

La question du gaz et bitume sous-jacent préoccupe autant l'industrie que l'EUB. La question n'est pas encore résolue dans la région de l'Athabasca qu'elle commence déjà à être soulevée dans d'autres régions de sables bitumineux.

Références

Alberta Chamber of Resources. *Oil Sands Technology Roadmap*, janvier 2004

Canadian Energy Research Institute (CERI). *Oil Sands Supply Outlook: Potential Supply and Costs of Crude Bitumen and Synthetic Crude Oil in Canada 2003-2017* (étude n° 108). Calgary (Alberta), CERI, mars 2004.

Energy and Utilities Board de l'Alberta (EUB). *Alberta Oil Sands Plant Statistics* - Suppléments mensuels (série statistique 39). EUB, 2003.

Energy and Utilities Board de l'Alberta (EUB). *Région de Chard et gisement de Leismer - Région de sables bitumineux d'Athabasca : Demandes de production et d'interruption de production de gaz.* (décision 2003-023). EUB, 18 mars 2003.

ÉLECTRICITÉ

9.1 Introduction

Le présent chapitre traite du potentiel de cogénération dans les régions de sables bitumineux.

L'extraction des sables bitumineux exige une énorme quantité de vapeur et d'électricité. La cogénération offre aux exploitants une occasion de satisfaire leurs besoins de vapeur tout en :

- produisant une grande quantité d'électricité à peu de frais;
- améliorant la fiabilité et l'efficacité du réseau électrique;
- générant des revenus supplémentaires.

Or, à l'heure actuelle, les producteurs de sables bitumineux ne tirent pas pleinement profit de cette situation en raison d'une infrastructure de transport d'énergie inadéquate et de la perception que le marché albertain ne peut absorber toute l'énergie produite en cogénération dans le contexte des sables bitumineux. L'infrastructure de transport d'énergie et la demande du marché constituent deux éléments clés au moment de déterminer s'il y a lieu de maximiser la puissance potentielle en cogénération ainsi que les avantages qui en découlent.

9.2 Demande d'électricité

De nombreuses activités liées à l'exploitation minière exigent de l'électricité. On a donc besoin d'électricité pour faire fonctionner l'équipement, comme les pelles excavatrices qui retirent le mort-terrain et récupèrent les sables bitumineux du front d'avancement, ainsi que les pipelines d'hydrotransport et les installations servant au déplacement des sables bitumineux dans une boue aqueuse jusqu'aux usines de séparation. On a recours à des moteurs électriques dans le matériel de mécanominéralurgie, comme les concasseurs et les calibreuses, et l'électricité est omniprésente lorsqu'il faut déplacer la matière d'une étape de la transformation à une autre. De plus, on utilise l'électricité pour l'éclairage des usines.

En ce qui a trait aux opérations de récupération in situ, elles dépendent de moteurs et de pompes pour le transport des matériaux ainsi que pour l'obtention des services électriques courants. Puisque la récupération du bitume in situ ne comporte pas nécessairement la transformation ou la valorisation du minerai, les besoins en électricité sont moindres que pour l'exploitation minière et l'extraction à ciel ouvert ou les installations entièrement intégrées (figure 9.1).

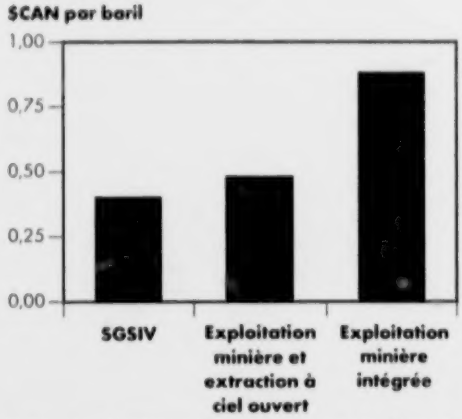
Les producteurs de sables bitumineux de l'Alberta s'approvisionnent principalement en électricité auprès des sources suivantes :

- le réseau électrique interconnecté de l'Alberta (le réseau électrique);

- la cogénération;
- la production électrique autonome.

À l'heure actuelle, certains producteurs - le plus souvent les plus petits, qui produisent moins de 1 600 m³/j (10 kb/j) - s'approvisionnent à partir du réseau, tandis que les autres produisent leur propre électricité sur place. Lorsqu'il y a surplus d'électricité, ils peuvent s'en servir pour alimenter leurs autres projets ou encore la vendre sur le marché.

Coût de l'électricité selon le type de récupération



Nota : Les données sont fondées sur un prix de l'électricité fixé à 40 $/MWh.

Source : CERI

9.3 Cogénération

La production d'électricité et la production de pétrole sont deux procédés différents qui consistent à transformer de l'énergie d'un état à un autre. Une centrale de cogénération, aussi appelée une centrale de cogénération de chaleur et d'électricité, permet de réaliser des gains d'efficience en combinant les procédés, c'est-à-dire utilisant un combustible (généralement le gaz naturel) pour alimenter une turbine et actionner une génératrice qui produit de l'électricité. Un générateur de vapeur récupère ensuite la chaleur qui serait normalement perdue et produit de la vapeur, de l'eau chaude ou un mélange des deux, qu'on utilise pour l'exploitation des sables bitumineux. Cette électricité est considérée comme un sous-produit, car la chaleur entrant dans la production du pétrole est perçue comme le produit final prioritaire[43].

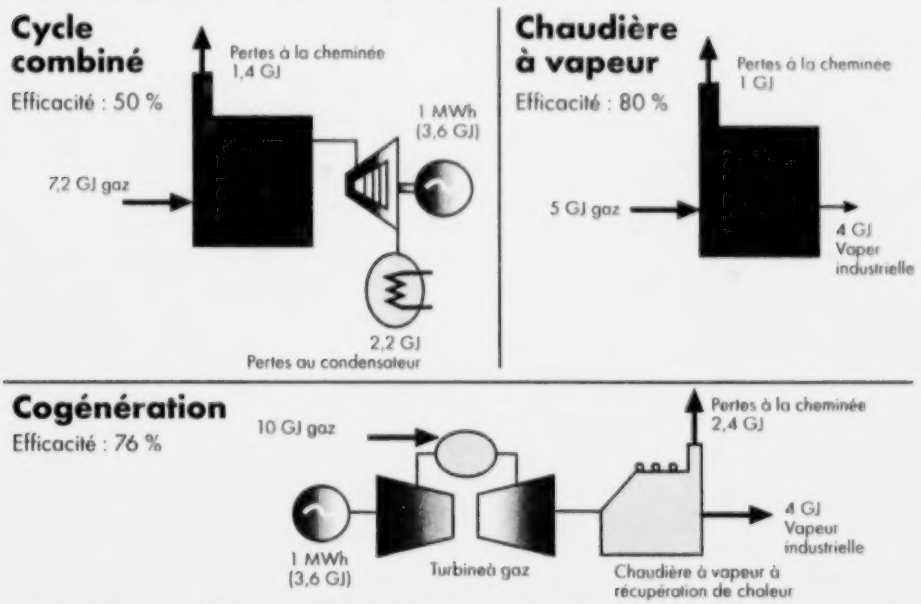
Le gaz naturel est le combustible le plus couramment utilisé dans la cogénération. Toutefois, comme il est indiqué au chapitre 11, d'autres formes d'énergie, notamment le nucléaire et le gaz de synthèse produit à partir du bitume, sont à l'étude.

Afin d'éviter toute interruption dans la production du pétrole et les coûts s'y rattachant, on doit pouvoir compter sur un approvisionnement constant en électricité et en vapeur. Les deux méthodes de production, l'extraction à ciel ouvert et la récupération in situ, sont extrêmement sensibles aux interruptions non programmées de courant, quoiqu'elles soient affectées différemment. Pour le producteur, la préoccupation première est de s'assurer qu'il dispose d'une source d'électricité infaillible, afin d'éviter que ne soit perdue la production de plusieurs jours, voire de plusieurs semaines. Les procédés d'extraction à ciel ouvert et de valorisation sont vulnérables aux plus brèves interruptions de courant. Selon les particularités des projets de récupération in situ, certains tolèrent mieux les brèves interruptions que d'autres. La cogénération, doublée d'énergie provenant du réseau, permet aux producteurs de sables bitumineux de satisfaire ce besoin de fiabilité dans l'approvisionnement en électricité.

Les gains en efficience réalisés constituent la motivation première des producteurs à se doter d'installations de cogénération. Le gaz naturel est un combustible plus propre que le charbon et comparativement à une usine à gaz à cycle combiné autonome, une centrale de cogénération peut transformer un plus fort pourcentage de gaz naturel en vapeur et en électricité. Certaines peuvent

43 *Cogeneration/Transmission Sub-Committee Oil Sands Cogeneration Potential Survey Results*. Groupe de travail sur l'infrastructure régionale d'Athabasca. Mai 2003.

Gains en efficience découlant de la cogénération



Ce schéma compare l'efficacité de la production d'électricité dans une centrale à gaz à cycle combiné autonome et de vapeur dans une chaudière réservée à celle d'une centrale de cogénération réunissant les deux procédés. Les coûts d'immobilisations, de l'usine à gaz à cycle combiné comme de la centrale de cogénération, sont d'environ un million de dollars par mégawatt de puissance installée et ceux d'une chaudière à vapeur d'environ 40 % de ceux d'une centrale de cogénération.

Type d'installation	Coûts d'immobilisations (en $)	Combustible utilisé (en GJ)	Électricité produite (en MWh)	Vapeur produite (en GJ)	Efficacité (en%)
Cycle combiné	1 000 000	7,2	1,0	-	50,0
Chaudière à vapeur	400 000	5,0	-	4,0	80,0
Total	1 400 000	12,2	1,0	4,0	62,3
Cogénération	1 000 000	10,0	1,0	4,0	76,0

Les avantages de la centrale de cogénération sont évidents. Les coûts d'immobilisations et la consommation de combustible sont, dans les deux cas, inférieurs à ceux d'une usine autonome dotée d'une chaudière à vapeur. Compte tenu qu'il existe un marché pour l'électricité et que la vapeur produite peut être utilisée, la cogénération constitue un choix logique.

Nota : Les données relatives à la consommation de carburant et à la puissance de sortie sont fournies à titre indicatif seulement. Elles peuvent ne pas correspondre à celles obtenues dans une centrale donnée.

Source : Direction de l'électricité et de la combustion industrielle d'Environnement Canada (adaptation).

faire augmenter l'économie de carburant de 10 % à 20 % en regard d'une centrale autonome. Les gains en efficience deviennent alors un avantage sur le plan environnemental, du fait de la réduction des émissions dans l'atmosphère, notamment de CO_2.

Selon les estimations de l'industrie, une centrale de cogénération coûte environ un million de dollars le mégawatt de capacité de puissance installée, soit de 10 % à 15 % du coût total d'un projet de sables bitumineux. Cette somme est inférieure au coût total d'une centrale autonome comparable qu'il faut équiper, en plus, d'une chaudière à vapeur. Bien qu'il soit difficile d'attribuer une valeur globale, en termes de revenus, aux installations de cogénération en raison des nombreuses variables présentes, il demeure que le potentiel peut atteindre de 10 % à 20 % des revenus d'un projet de sables bitumineux. Dans ces conditions, un producteur pourrait utiliser les revenus de sa production d'électricité pour absorber les hausses de prix du gaz naturel. Il pourrait aussi s'en servir pour

recouvrer les dépenses en immobilisations engagées pour les installations de cogénération, indépendamment de celles d'une chaudière à vapeur autonome.

Les projets d'exploitation minière intégrée, d'extraction et de valorisation exigent beaucoup d'électricité, tandis que ceux de récupération in situ, s'ils nécessitent moins d'électricité, requièrent de grandes quantités de vapeur. Imaginons un projet type ayant une puissance installée de 170 MW dont la production de pétrole est de 4 800 m³/j (30 kb/j). Si l'on utilise la SGSIV, on n'a besoin que de 10 MW sur place. Un projet d'extraction à ciel ouvert nécessiterait environ la moitié de l'énergie produite sur place. Donc, la quantité pouvant être vendue peut varier grandement selon le type d'installations, soit l'extraction à ciel ouvert ou la récupération in situ.

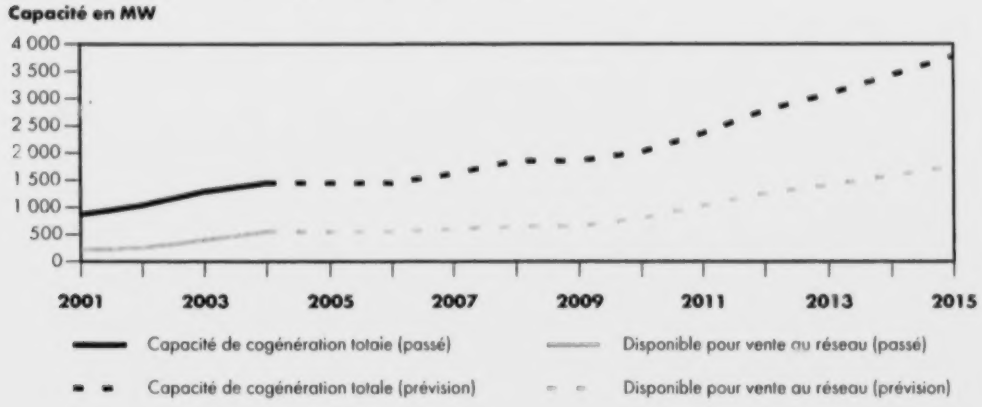
9.4 Occasions

Il ressort surtout que la cogénération permettrait de dépasser les besoins des producteurs et pourrait avoir une incidence sur l'offre ainsi que sur les prix de l'électricité à la grandeur de la province. L'immensité des sables bitumineux et la longue durée des projets permettent de croire en un potentiel considérable de cogénération. Or, bon nombre de producteurs de sables bitumineux construisent leurs installations de cogénération pour qu'elles suffisent à leur demande d'électricité, puis utilisent des chaudières pour obtenir la vapeur dont ils ont besoin. Si l'on pouvait les encourager à construire des installations qui surpassent leurs besoins immédiats, les gains résultant de la cogénération pourraient être transposés à une plus grande échelle. L'annexe 5 illustre la capacité de cogénération actuelle, tandis que la figure 9.3 montre la capacité de cogénération totale et l'excédent de capacité que peut absorber le réseau électrique.

Au début de 2004, on estimait la capacité totale de production d'électricité de l'Alberta à environ 11 200 MW, alors que sa demande de pointe record s'élevait à 8 970 MW[44]. Il y a donc un excédent de 2 230 MW, soit environ 25 % au-dessus de la charge de pointe. L'ajout des 490 MW du projet de centrale électrique alimentée au charbon Genesee 3 située au lac Wabamun, au sud-ouest d'Edmonton, dont l'entrée en service est prévue pour 2005, devrait permettre au réseau d'atteindre sa

FIGURE 9.3

Capacité de cogénération à partir des sables bitumineux



44 *Key Numbers - Electricity*, www.energy.gov.ca, Énergie Alberta, novembre 2003.

marge de réserve[45], c'est-à-dire 15 % de la demande de pointe, établie par l'Alberta Electric System Operator (AESO), au moins jusqu'en 2008[46].

Les projets de sables bitumineux en cours ont une capacité de puissance installée totale d'environ 1 450 MW, dont 900 MW servent aux producteurs eux-mêmes. Il reste donc un excédent d'environ 550 MW. On estime que la production en cogénération pour les sables bitumineux pourrait augmenter jusqu'à 3 800 MW d'ici 2015 et que la puissance excédentaire pourrait alors totaliser au moins 1 760 MW.

Une hausse de la puissance potentielle excédentaire en cogénération qui serait disponible pour le réseau électrique pourrait également se traduire par des réductions du prix de l'électricité pour les consommateurs, puisque la cogénération pourrait supplanter des formes plus coûteuses de production d'électricité.

Manifestement, ce potentiel offre une occasion en or d'accroître la cogénération à partir des sables bitumineux et de transporter l'énergie électrique excédentaire de Fort McMurray jusqu'aux centres de distribution. Toutefois, de nombreux défis se posent à la réalisation d'un tel projet, notamment au chapitre de l'infrastructure et des contraintes du marché, ce dont il sera question ci-après.

9.5 Transport

Si, d'une part, les avantages de la cogénération peuvent être considérables, l'infrastructure pour le transport de cette énergie présente, d'autre part, un défi de taille. Les derniers grands travaux dans ce domaine en Alberta remontent au milieu des années 1980, soit à la construction du réseau interconnecté de 500 kV entre l'Alberta et la Colombie-Britannique. Les contraintes exercées sur le réseau de transport, comme une capacité insuffisante, expliquent pourquoi les producteurs n'aient pas maximisé leur capacité potentielle en cogénération.

Pour le moment, Fort McMurray est raccordée au reste de la province par deux lignes de transport d'énergie à 240 kV ayant une capacité totale de 370 MW. Bien que la variabilité de la production de bitume rende improbable la disponibilité, à un moment quelconque, de la totalité des 550 MW de puissance potentielle en cogénération excédentaire, il serait irréalisable, en raison de la capacité actuelle de transport, d'amener l'électricité jusqu'au marché. À titre de mesure provisoire, on a préparé un plan de gestion corrective (PGC) pour la plus récente centrale de cogénération à entrer en service. Dans le cadre de ce plan, si l'une des lignes de transport provenant de Fort McMurray tombe en panne, le PGC est automatiquement activé, entraînant le délestage de cette centrale pour prévenir toute surcharge sur la ligne restante. Ainsi, on peut transférer 150 MW supplémentaires (soit la puissance nette de la centrale en question) une fois les deux lignes de nouveau en service.

Lorsque la construction d'une troisième ligne à 240 kV sera terminée (à l'automne 2004, selon l'échéancier prévu), la capacité de transport passera à 610 MW et on éliminera la nécessité du PGC. Or, l'ajout de nouvelles installations de production pourrait faire en sorte que l'excédent surpasse la capacité de transport et rende nécessaire, une fois de plus, le recours à une forme quelconque de PGC pour cette nouvelle production.

45 Capacité jugée suffisante pour répondre à des augmentations hors de l'ordinaire de la demande ou à la perte d'une partie de la capacité de production. Il n'est pas économique de conserver un trop grand excédent de capacité.

46 CERI Oil Supply Outlook. *Potential Supply and Costs of Crude Bitumen and Synthetic Crude Oil in Canada 2003 – 2017*. Étude n° 108, CERI (Canadian Energy Research Institute), mars 2004.

On prévoit que la capacité excédentaire en cogénération des sables bitumineux s'élèvera à environ 600 MW au cours des trois prochaines années. Si cela s'avère, la capacité de transport d'énergie sera insuffisante pour amener l'électricité excédentaire vers le marché albertain[47]. Face à l'impossibilité de transporter l'énergie excédentaire, les producteurs pourraient opter pour des installations suffisant tout juste à leurs besoins moyens, puis s'approvisionner à même le réseau pour toute insuffisance éventuelle.

9.5.1 Politique de l'Alberta en matière de transport d'électricité

L'un des principaux enjeux relativement à l'accroissement de la robustesse du secteur de l'électricité a trait à l'établissement d'un ordre prioritaire en matière d'immobilisations : le transport ou la production. Généralement, il faut plus de temps pour construire des lignes de transport d'énergie que les installations de production.

Une modification réglementaire récente en Alberta a établi que le transport de l'énergie ne devrait pas être un obstacle à la production[48]. La loi intitulée Electric Utilities Act, dévoilée en juin 2003, a créé l'AESO en lui confiant entre autres le mandat d'assurer la planification et la réalisation de l'infrastructure de transport d'énergie. Une fois la loi proclamée, Énergie Alberta, organisme provincial chargé de l'administration de la politique énergétique, a déposé sa politique de développement du réseau de transport d'énergie en décembre 2003. La nouvelle politique aura comme effet de rendre le marché plus stable, en permettant aux intervenants de prendre des décisions éclairées relativement à la construction et à l'exploitation d'installations de transport et de production d'énergie. La politique définit l'orientation du transport d'énergie dans la province. Elle confère à l'AESO le mandat de planifier et de construire de manière proactive l'infrastructure nécessaire. Elle enjoint également l'Energy and Utilities Board de l'Alberta (EUB) de créer un cadre réglementaire et d'approbation opportun, mais aussi efficace.

9.5.2 Propositions

Dans l'éventualité où le plein potentiel de cogénération des sables bitumineux se réalisait, il sera nécessaire d'augmenter la capacité de transport d'énergie. Celle-ci visera à amener l'énergie de Fort McMurray vers les centres de distribution dans le sud de l'Alberta ou à percer, en même temps peut-être, le marché américain, en particulier au niveau du Nord-Ouest des États-Unis et de la Californie.

L'AESO a étudié des propositions pour accroître la capacité de transport d'énergie de Fort McMurray jusqu'à la région de Calgary et a constaté qu'elles se divisaient en deux catégories :

- étendre le réseau de transport actuel de Fort McMurray jusqu'à Edmonton et d'Edmonton à Calgary;
- construire une ligne de transport de courant continu à haute tension (CCHT) partant de Fort McMurray pour se rendre directement dans la région de Calgary.

De ces deux propositions, l'AESO privilégie celle du réseau CCHT. Bien que les coûts initiaux d'immobilisations soient plus élevés, on s'attend que cette voie soit plus économique à long terme.

47 *Cogeneration/Transmission Sub-Committee Oil Sands Cogeneration Potential Survey Results*. Groupe de travail sur l'infrastructure régionale de l'Athabasca, mai 2003.

48 *Transmission Development. The Right Path for Alberta. A Policy Paper*. Énergie Alberta, secteur de l'électricité, novembre 2003.

Des options visant à augmenter l'exportation d'électricité ont aussi été cernées :

- faire transiter l'énergie par la Colombie-Britannique en utilisant les lignes de transport existantes;
- construire un lien direct jusque dans le Nord-Ouest des États-Unis.

L'augmentation de la capacité de transport d'énergie de Fort McMurray jusque dans le sud de l'Alberta permettrait d'utiliser davantage les interconnexions actuelles vers la Colombie-Britannique, sans toutefois éliminer complètement la congestion dans le transport vers le Nord-Ouest des États-Unis. Une ligne directe nécessiterait un investissement considérable. Elle s'est pourtant gagnée des appuis du fait qu'elle éviterait une congestion sur les lignes actuelles reliant la Colombie-Britannique et l'État de Washington.

Le projet NorthernLights constitue un exemple de la deuxième option. Il s'agit d'une proposition de partenariat financier, visant la construction d'une ligne de transport pour exportation à grande échelle (jusqu'à 3 500 MW), pilotée par TransCanada PipeLines Limited. La ligne proposée serait de type commercial, c'est-à-dire une installation de transport d'énergie n'appartenant pas à une société de services publics, qui partirait de la région de Fort McMurray et traverserait l'Alberta ainsi que la Colombie-Britannique en diagonale vers le Nord-Ouest des États-Unis, où elle se raccorderait au réseau CCHT Intertie du Pacifique. Selon les coordonnateurs du projet, la ligne pourrait être en service dès la fin de la décennie.

Le projet NorthernLights donnerait un accès à la fois au marché Mid-Columbia[49] et à celui de la Californie. Il pourrait éventuellement permettre de maximiser la puissance en cogénération dans les sables bitumineux. On prévoit qu'il coûterait entre 1,6 et 1,8 milliard de dollars. De nombreux obstacles sont à prévoir, notamment la question des avantages possibles pour les Albertains et celle des droits de passage. En outre, un tel projet devrait comprendre des contrats de production et de distribution à long terme suffisamment généreux pour qu'il soit viable sur le plan financier.

Les propositions de l'AESO et le projet NorthernLights ne sont pas les seuls envisageables. Ainsi, une ligne de transport d'énergie CCHT qui s'étendrait de Fort McMurray jusque dans le sud de l'Alberta pourrait former le premier tronçon d'une ligne servant à l'exportation. Le projet NorthernLights pourrait encore être raccordé au réseau électrique de l'Alberta dans la partie sud de la province, où l'AESO achèterait une

Prix de l'énergie

Le bas prix de l'électricité et le prix élevé du gaz pourraient inciter les investisseurs à se tenir loin de la cogénération. À court terme, les installations de cogénération permettent de recouvrer, tout au moins, les coûts de combustible à partir de la vente d'électricité. Dans l'idéal, le rendement thermique sur le marché est plus élevé que celui à la centrale.

Même si, au départ, il faut moins de combustible pour produire de l'électricité dans une centrale de cogénération que dans une usine à gaz à cycle combiné, il faut ajouter une certaine quantité de combustible pour produire l'électricité et la vapeur. Le rendement thermique moyen pour la production d'électricité (exclusion faite du combustible nécessaire afin de produire la vapeur) pour une centrale de cogénération est habituellement aux alentours de 5 500 GJ/GWh (5,5 GJ/MWh). Par conséquent, si le prix du gaz est de 4 $/GJ, le prix du réseau commun d'énergie doit être d'au moins 22 $/MWh de manière à compenser pour le coût du combustible.

49 Mid-Columbia (Mid-C) – Carrefour d'échanges commerciaux pour les ventes d'énergie en bloc (en gros) dans le centre-est de l'État de Washington.

capacité de transport d'énergie à long terme.

L'éventail des propositions de transport illustre les possibilités d'augmentation de la capacité de transport d'énergie depuis Fort McMurray. L'option qui sera choisie et l'échéancier pour sa mise en œuvre faciliteront les décisions futures relativement à la cogénération dans la région de Fort McMurray.

9.6 Marché albertain

La perception selon laquelle le marché de l'Alberta ne peut pas absorber la totalité de l'excédent de la puissance potentielle en cogénération constitue un obstacle majeur à la maximisation de cette dernière.

Marché du Nord-Ouest des États-Unis

À court terme, les indicateurs de base de ce marché continueront d'être peu favorables à une augmentation de l'offre, du fait des marges élevées de capacité[1]. Celles-ci tiennent principalement à la réduction de la demande de la plupart des alumineries de la région et à une hausse marquée de l'offre. Cela est attesté par la consommation des alumineries, qui est passée de 2 500 MW en 2000 à moins de 400 MW à la fin de 2003, alors que l'offre totale augmentait de 3 600 MW entre 2001 et 2003. En outre, un repli des industries aérospatiales et technologiques a freiné la croissance annuelle globale de la demande d'électricité dans la région.

À moyen terme, la situation relativement à l'offre et à la demande pourrait s'améliorer. Étant donné la situation actuelle où l'offre excède la demande, les promoteurs de centrales commerciales suspendent ou annulent la majorité des projets qu'ils envisageaient. À moins que les entreprises de services publics ne construisent de nouvelles centrales pour la réalisation de plans de ressources intégrés, la production devrait varier très peu.

1 En se fondant sur l'hypothèse que les conditions hydrauliques sur le réseau du fleuve Columbia resteront normales.

Selon les données disponibles au début de 2004, la capacité de production d'électricité est suffisante pour répondre à la demande de la province. En effet, on s'attend que la demande en Alberta atteigne environ 11 500 MW d'ici 2013 et on ne prévoit aucune pénurie du côté de l'offre, à moyen et à long termes, en dépit de la fermeture de centrales vieillissantes[50]. Compte tenu du fait que l'Alberta possède déjà un excédent de capacité et que l'AESO prépare des plans en vue de s'attaquer aux problèmes de congestion comme de capacité, il semble logique d'explorer de nouveaux marchés et de promouvoir une croissance de la capacité de cogénération.

Une maximisation de la puissance potentielle en cogénération pourrait permettre aux Albertains de profiter de l'obligation des producteurs de sables bitumineux à utiliser les capacités dont ils disposent. En effet, afin de s'assurer que leur électricité sera distribuée et qu'ils pourront produire la vapeur dont ils ont besoin pour la production de pétrole, les producteurs de sables bitumineux offriraient des prix inférieurs à ceux en vigueur sur le réseau commun d'énergie, ce qui déplacerait la production à coût plus élevée et réduirait les prix sur le réseau commun d'énergie.

50 Source : Alberta Electric System Operator.

Compte tenu de l'autosuffisance relative de la Colombie-Britannique en ce qui a trait à l'électricité et de la faible possibilité d'interconnexion avec la Saskatchewan, les intervenants de l'industrie considèrent le Nord-Ouest des États-Unis comme l'option de marché à privilégier. Outre la disponibilité d'une infrastructure pour le transport, l'exploration de ce marché exige que l'on s'attarde aux facteurs économiques liés au transport du gaz naturel en regard de l'électricité.

Dans l'éventualité où l'excédent d'électricité provenant des sables bitumineux aboutissait sur un autre marché, vraisemblablement le marché américain, il est difficile de prévoir quelle serait l'incidence sur les prix de l'électricité. On a laissé entendre qu'on assisterait à un effet de convergence des prix de l'électricité en Alberta vers ceux du nouveau marché. Or, cela ne risque de se produire que dans la mesure où la ligne de transport d'énergie dispose de suffisamment de capacité pour transporter la totalité de la production excédentaire. Si la production d'électricité à partir des sables bitumineux surpasse la capacité à transporter celle-ci à l'extérieur de l'Alberta, il est possible que les prix intérieurs baissent tout de même.

9.7 Conclusion

L'industrie des sables bitumineux utilise de grandes quantités d'électricité et a de plus en plus recours à la cogénération pour compléter l'énergie qu'elle tire du réseau albertain. Elle a la possibilité d'augmenter considérablement sa production en cogénération, à mesure que s'accroît la production de sables bitumineux. Cette hausse de la cogénération peut avoir des conséquences favorables, à la fois pour les producteurs de sables bitumineux et la province. Le potentiel de gains sur le plan de la fiabilité, de l'efficience et des revenus pourrait aider les producteurs à réduire leurs coûts. Quant à la province, cet apport nouveau pourrait se traduire par une augmentation du produit de l'impôt sur les sociétés, des investissements et des perspectives d'emploi.

La puissance potentielle en cogénération qui convient dépendra de la résolution, grâce à une politique de réglementation et une initiative de l'industrie, des carences actuelles en matière de capacité de transport d'énergie et des incertitudes concernant la demande sur le marché albertain.

Références

Alberta Electric System Operator. Courrier électronique à l'auteur, 24 février 2004.

Canadian Energy Research Institute (CERI). *Oil Supply Outlook : Potential Supply and Costs of Crude Bitumen and Synthetic Crude Oil in Canada 2003 - 2017* (étude n° 108), mars 2004.

Gouvernement de l'Alberta. Énergie Alberta. *Transmission Development. The Right Path for Alberta. A Policy Paper*. Edmonton, secteur de l'électricité, novembre 2003.

Groupe de travail sur les questions régionales de l'Athabasca. *Cogeneration/Transmission Sub-Committee Oil Sands Cogeneration Potential Survey Results*, mai 2003.

Klein, Manfred. Environnement Canada. Direction de l'électricité et de la combustion industrielle. *Benefits of High Efficiency Cogeneration and CHP Facilities*. Sustainable Energy Strategies and Technologies in Ontario, Toronto, septembre 2003.

Ministère de l'Énergie. *Key Numbers - Electricity*. Nov. 2003. Ministère de l'Énergie en ligne, http://www.energy.gov.ab.ca/com/Electricity/Key+Numbers/Key+Numbers.htm (11 février 2004).

CHARGES D'ALIMENTATION PÉTROCHIMIQUES ET CARBURANTS DE TRANSPORT

10.1 Introduction

L'industrie pétrochimique canadienne irradie à partir de l'Alberta, où les investissements dans des usines de craquage de l'éthane et de dérivés pétrochimiques totalisent à l'heure actuelle environ 11 milliards de dollars. Depuis la fin des années 1990, en réaction à la stabilisation de la production de gaz naturel dans le BSOC et à l'accroissement de la demande, les prix du gaz naturel ainsi que, conséquemment, ceux de l'éthane, ont considérablement augmenté. Le secteur pétrochimique albertain est maintenant confronté à une situation où l'offre de stocks de la charge d'alimentation que constitue l'éthane est restreinte. Le procédé de valorisation du bitume produit un dégagement gazeux dont on peut extraire de l'éthane, de l'éthylène et d'autres hydrocarbures légers. Pour l'instant, on n'extrait pas la majorité de cette charge d'alimentation éventuelle, qu'on utilise simplement comme combustible dans le cadre des activités menées. Cependant, d'ici 2015, les conditions commerciales pourraient évoluer de telle sorte que les énormes réserves de bitume de l'Alberta constitueraient alors une source substantielle, fiable et à prix stable de charge d'alimentation pour l'industrie pétrochimique.

10.2 Renseignements généraux

L'industrie albertaine remonte au milieu des années 1970 et repose sur l'éthane, la charge d'alimentation la plus efficace pour obtenir l'éthylène, « composante de base » de la pétrochimie, puisqu'il résulte dans le plus petit nombre de co-produits. Compte tenu du fait que les coûts de la charge d'alimentation représentent environ 65 % du coût total de production de l'éthylène, il va sans dire qu'ils influent considérablement sur la rentabilité des activités.

Comme le propane, le butane et les pentanes plus (appelés collectivement « liquides de gaz naturel » ou LGN), l'éthane est un sous-produit de la production de gaz naturel. Du milieu des années 1980 au milieu des années 1990, la production de gaz naturel dans le BSOC a excédé la capacité pipelinière d'expédition, emprisonnant en Alberta une énorme quantité de gaz. Cette abondance a entraîné une baisse des prix du gaz naturel en Alberta par rapport à ceux des marchés de l'Est du Canada et des États-Unis ainsi que par ricochet, une baisse des prix de l'éthane en regard de ceux demandés sur le marché américain. L'accès à une grande quantité de stock de la charge d'alimentation que constitue

l'éthane, combiné au mécanisme de recouvrement des coûts de l'éthane[51] en place à l'époque et à l'efficacité des usines de séparation de l'éthane comme des pipelines de collecte, a contribué à l'essor de l'industrie pétrochimique albertaine au point de lui conférer un statut mondial. Les investissements menant à des agrandissements reposaient sur une vision à long terme selon laquelle les coûts du gaz naturel en Alberta seraient actualisés par rapport à ceux de la côte américaine du golfe du Mexique (CAGM). L'avantage relativement au coût du gaz a fait en sorte que le secteur pétrochimique est devenu un marché marginal supplémentaire pour le gaz naturel.

Pour l'avenir, on prévoit que l'offre de gaz naturel classique du BSOC et aussi de l'éthane, par conséquent, demeurera stable ou fléchira. En outre, la capacité pipelinière d'expédition a augmenté, réduisant l'avantage financier. Comme on s'attend à ce que les prix du gaz naturel demeurent élevés (plus de 4 $US par MBtu) et volatils, les coûts de charge d'alimentation de LGN devraient le rester aussi. Quoi qu'il en soit, l'Alberta conserve un avantage en termes de coûts par rapport aux installations de craquage de l'éthane/du propane situées sur CAGM. Cet avantage est important, puisque les usines de la CAGM, où est concentrée une infrastructure de craquage pétrochimique et de production de dérivés, sont les principaux concurrents du secteur pétrochimique albertain.

La relation entre le prix du gaz naturel et celui du pétrole est un aspect qui a évolué. Traditionnellement, le gaz naturel se vendait moins cher que le pétrole brut, pour un contenu énergétique ou calorifique équivalent. À la fin de 2002, le prix du gaz naturel avait rejoint celui du pétrole brut. On prévoit que l'éthylène produit à partir de LGN de l'Alberta continuera de jouir d'un avantage en termes de coût par rapport à l'éthylène tiré de LGN de la CAGM. Si l'on pose comme hypothèse que les prix seront à parité, l'éthylène produit à partir du pétrole (p. ex., à base de naphte) de la côte du golfe du Mexique pourrait être avantagé. Cependant, puisque la moitié environ de l'éthylène produit sur la côte du golfe du Mexique provient de LGN, l'Alberta devrait demeurer concurrentielle.

Les défis relativement à la charge d'alimentation ont exposé la nécessité de prendre en compte l'offre future d'éthane et l'élasticité de la matière de base. À titre d'exemple, en 2002, les usines d'éthylène situées à proximité de Joffre (Alberta) ont accru leur capacité de craquage de manière à pouvoir utiliser de petites quantités de propane comme charge d'alimentation lorsqu'il était avantageux de la faire sur le plan économique. Ainsi, les usines d'éthylène peuvent inclure jusqu'à 10 % de propane dans la charge d'alimentation. Le craquage à une plus grande échelle nécessiterait de nouveaux investissements, ce qui semble improbable compte tenu que le propane se vend à un prix très élevé, en particulier pendant la saison froide.

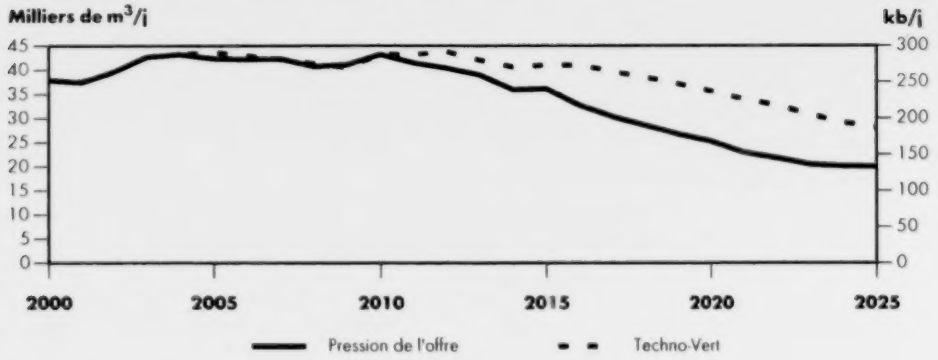
En 2003, une nouvelle usine de chevauchement est entrée en service à Joffre et la capacité de coupes lourdes de l'usine de chevauchement d'Empress (Alberta) a également été accrue, ce qui a permis d'ajouter à l'offre marginale supplémentaire d'éthane. Néanmoins, malgré cette hausse de l'offre d'éthane et de craquage de propane ainsi que du potentiel limité d'agrandissement au niveau de la capacité en coupes lourdes à Empress, une pénurie d'éthane demeure une possibilité dans l'éventualité d'une baisse de la production de gaz naturel classique dans le BSOC.

Le rapport de 2003 de l'ONÉ sur l'offre et la demande traitait des perspectives pour l'éthane. Comme le montre la figure 10.1, dans le cas des scénarios Pression de l'offre et Techno-Vert, l'offre d'éthane atteint un sommet puis plafonne entre 2004 et 2012, pour ensuite connaître une baisse marquée.

51 L'infrastructure nécessaire pour rendre l'industrie pétrochimique concurrentielle est très coûteuse et nécessite énormément de capitaux, notamment pour se doter d'usines de chevauchement, de pipelines de collecte de l'éthane ainsi que d'usines de production de l'éthylène et des dérivés. Par conséquent, avant que ne soient construites les premières installations, on avait élaboré un mécanisme de contrats, dans les années 1970, selon lequel il était possible de recouvrer la totalité des coûts de séparation de l'éthane et de production de l'éthylène, en plus d'obtenir un rendement raisonnable sur le capital investi. Les ententes sur les prix en fonction du coût du service couvraient les ventes d'éthane entre les exploitants d'usines de chevauchement et les usines d'éthylène, ainsi que les contrats de vente d'éthylène entre les usines de production d'éthylène et les usines de dérivés.

FIGURE 10-1

Scénarios d'offre d'éthane classique du BSOC



Ces projections ne tiennent pas compte de l'éthane entraîné dans le gaz naturel et exporté par le pipeline Alliance. Les volumes éventuels d'éthane provenant du delta du Mackenzie ont été inclus, mais le potentiel associé au gaz naturel de l'Alaska ne l'a pas été. Dans l'éventualité de la construction dûment approuvée d'un pipeline en provenance de l'Alaska et à la condition que le flux de gaz naturel de l'Alaska soit séparé en Alberta, on estime que la disponibilité d'éthane pourrait être de 9 500 à 19 000 m³/j (de 60 à 120 kb/j).

Compte tenu de la prévision de croissance de la demande d'éthylène en Amérique du Nord, il est probable qu'il faudra augmenter la capacité de production d'ici 2012. Le secteur de l'éthylène en Alberta ne pourra pas conserver son taux actuel d'utilisation, ni prendre de l'expansion, sans l'assurance d'une offre de charge d'alimentation supplémentaire, fiable et concurrentielle en termes de coût.

10.3 Offre éventuelle de charge d'alimentation pétrochimique

Il existe deux sources possibles de charge d'alimentation pétrochimique résultant de la valorisation du bitume :

1) les liquides de gaz synthétique (LGS) - éthane, éthylène et propylène, provenant en particulier du procédé de valorisation;

2) les produits intermédiaires récupérés des procédés actuels de valorisation et de raffinage ou d'une usine de valorisation ainsi que de raffinage intégrée. La charge d'alimentation pétrochimique pourrait comprendre des LGS, du naphte, des hydrocarbures aromatiques et du gasoil sous vide (GSV).

10.3.1 Liquides de gaz synthétique extraits du dégagement gazeux à la valorisation

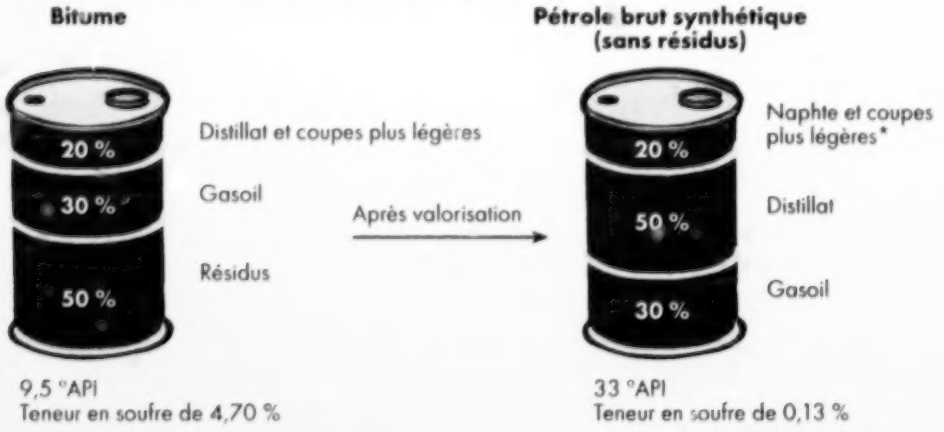
Le procédé de valorisation comprend la cokéfaction, le craquage catalytique et l'hydrocraquage du bitume. Au moment de la valorisation du bitume pour en faire du pétrole brut synthétique (PBS), un dégagement gazeux se produit. Il s'agit d'un mélange d'hydrogène et de gaz d'hydrocarbures légers,

notamment l'éthane, le propane et les butanes (paraffiniques) ainsi que l'éthylène, le propylène et les butylènes (oléfiniques)[52].

La figure 10.2 illustre la composition générale des produits plus légers qu'on obtient au moment de la valorisation du bitume. Les composants des LGS paraffiniques du dégagement gazeux pourraient constituer une source marginale supplémentaire de charge d'alimentation pour les usines d'éthylène actuellement implantées en Alberta, tandis que la portion oléfinique pourrait jouer le même rôle pour les usines de dérivés pétrochimiques.

FIGURE 10.2

Composition du bitume et du pétrole brut synthétique



* Les coupes plus légères comprennent les LGS (éthane, propane, butane et diverses oléfines présents dans le dégagement gazeux)

Source : Purvin & Gertz Inc.

10.3.1.1 Éthane et éthylène

L'éthane et l'éthylène peuvent être extraits du dégagement gazeux, mais ils ne le sont pas actuellement; ils servent de combustibles dans les usines de valorisation existantes. La quantité d'éthane et d'autres charges d'alimentation de LGS dont on disposera dans l'avenir dépendra des facteurs suivants :

- nombre de projets d'usines de valorisation du bitume qui se concrétiseront;
- type d'usine de valorisation (c.-à-d., unité de cokéfaction, craqueur catalytique ou hydrocraqueur);
- lieu de la valorisation du bitume (Alberta ou États-Unis).

En se fondant sur la production des usines de valorisation actuelles et des agrandissements proposés, on estime que d'ici 2012, environ 7 900 m^3/j (50 kb/j) d'éthane/éthylène ($C_2/C_2=$) pourraient être entraînés dans le dégagement gazeux des usines de valorisation[53]. Environ 80 % du flux de $C_2/C_2=$

52 Les oléfines se distinguent des paraffines par la double liaison réactive carbone à carbone qui les caractérise. En raison de cette liaison double réactive, les oléfines peuvent être soit polymérisées (liaison de deux monomères ou plus), soit soumises à d'autres réactions pour produire une foule de dérivés chimiques. L'éthylène est l'oléfine la plus utilisée.

53 Purvin & Gertz Inc.

seraient constitués d'éthane[54]. Ce volume considérable d'éthane, s'il était récupéré, pourrait être utilisé par les usines pétrochimiques existantes. L'ajout des flux de $C_2/C_2=$ provenant des procédés de raffinage pourrait même accroître ce potentiel.

La séparation des LGS provenant de la valorisation du bitume pourrait s'avérer une source d'approvisionnement plus coûteuse que les LGN provenant du gaz naturel, en raison du coût initial des immobilisations et des frais d'exploitation permanents qui sont plus élevés pour la séparation des LGS. Cet écart dans les frais d'exploitation provient principalement du degré de compression requis par les deux procédés. Puisque les LGS contiennent des oléfines, il faudrait aussi investir dans la construction d'installations pouvant permettre la séparation des paraffines et des oléfines, en plus de celles nécessaires pour leur manutention.

Pour l'instant, Williams Energy (Canada), Inc. (Williams) est la seule entreprise qui effectue la séparation des LGS durant la valorisation du bitume. Elle possède un contrat d'« intégralité » avec Suncor Energy Inc. (Suncor) pour l'élimination des LGS du dégagement gazeux produit par son usine de valorisation (située près de Fort McMurray) et le renvoi des gaz non corrosifs à l'usine de valorisation. En vertu de cet accord, Williams est tenue de remplacer le contenu calorifique des liquides retirés par une chaleur de combustion équivalente de gaz naturel. En mars 2002, Williams a mis en service ses installations de compression, de séparation et de mélange des liquides C_3+, près de Fort McMurray, ainsi que celles de cristallisation fractionnée des oléfines à proximité de Redwater (Alberta). Le mélange de C_3+ est transporté par le pipeline de sables bitumineux de Suncor (en lots discrets séparés par du naphte) jusqu'à Redwater, où le propane, le propylène, le butane, le butylène et le condensat oléfinique sont produits. Williams a fait savoir que son usine de séparation des LGS fonctionnait presque à pleine capacité, sa production approchant les 2 100 m^3/j (15 kb/j) de mélange de C_3+.

Le propylène représente l'élément moteur des installations de LGS de Williams, car il s'agit d'un composant à haute valeur. En modifiant légèrement son usine de séparation de Fort McMurray, Williams pourrait séparer un C_2+ oléfinique. Les coûts d'immobilisations et les frais d'exploitation liés à la séparation du $C_2/C_2=$ à partir de son usine de valorisation actuelle ou des agrandissements proposés auront une importance considérable, puisqu'ils se répercuteront sur le coût de l'éthylène[55]. La récupération du propane/propylène et du butane/butadiène pourrait absorber une partie des coûts d'extraction de l'éthylène et de l'éthane, s'il y avait demande pour le propylène et le butadiène.

10.3.1.2 Propane et propylène

On estime qu'en combinant la production d'éthylène provenant des usines de valorisation, raffineries et production d'éthylène (UVRPÉ) des régions d'Edmonton, de Fort Saskatchewan, de Fort McMurray et de Joffre, on atteindrait le volume critique pour justifier la construction d'une usine de production de polypropylène en Alberta. Certains ont indiqué qu'une telle usine serait viable en raison des économies réalisées au chapitre des coûts de transport. À titre d'exemple, si le marché du polypropylène était Chicago ou le Nord-Ouest des États-Unis, leur proximité permettrait de réaliser des économies de coûts. D'autres intervenants ont mentionné que les coûts relativement faibles de la livraison par wagon-citerne sur le grand marché de la CAGM pourrait nuire au caractère concurrentiel des dérivés du propylène produits en Alberta. Plus précisément, les faibles prix du

54 Ibidem.

55 Si l'on peut compter, dans l'avenir, sur l'éthylène tiré du dégagement gazeux, les usines albertaines de dérivés de l'éthylène seraient en mesure de recevoir une certaine quantité d'éthylène produit de cette façon; cependant, l'élimination de l'engorgement pourrait nécessiter des investissements. Avant d'investir dans de tels agrandissements, les usines de dérivés devront jouir d'un approvisionnement garanti.

transport ferroviaire pourraient rendre plus viable la livraison du propylène sur la côte du golfe du Mexique que la construction d'une usine de production de dérivés en Alberta.

Il importe de souligner que ce ne sont pas les utilisations qui manquent pour le propylène; la question réside davantage dans la manière d'atteindre l'objectif. Sur un horizon temporel de plus de dix ans, de nombreux facteurs peuvent changer, notamment la disponibilité de la charge d'alimentation, la certitude des prix ou une plus forte croissance économique se traduisant par une hausse des prix des produits et des dérivés du propylène. Le secteur de la pétrochimie évalue constamment le caractère opportun de la construction d'une usine de production de dérivés du propylène en Alberta.

Les usines de valorisation et de raffinage suivantes pourraient être réoutillées pour accepter les liquides paraffiniques ou oléfiniques :

- les raffineries de Petro-Canada, de la Compagnie pétrolière impériale Ltée et de Shell situées dans la région d'Edmonton;
- les usines de valorisation de Suncor et de Syncrude près de Fort McMurray, ainsi que celle de Shell dans la région de Fort Saskatchewan;
- les usines de valorisation proposées mais non construites de CNRL Horizon et de Nexen/OPTI dans la région de Fort McMurray;
- l'usine de valorisation proposée par ExxonMobil près de Kearl Lake, tout comme les installations de valorisation de Synenco et de BA Energy dans la région de Fort Saskatchewan;
- les usines de valorisation de pétrole lourd de Husky et Co-Op/Newgrade en Saskatchewan.

D'autres entreprises étudient la faisabilité d'aménager de nouvelles usines de valorisation.

10.3.2 Enjeux liés à la récupération de liquides de gaz synthétique dans le dégagement gazeux

Face aux prix élevés et volatils qu'a connus récemment le gaz naturel, la nécessité d'utiliser celui-ci comme produit d'appoint (c.-à-d. en remplacement des LGS extraits) a constitué un facteur de dissuasion pour la production d'éthane à partir du dégagement gazeux. En outre, les LGS provenant du bitume pourraient coûter plus cher que les LGN tirés du gaz naturel, du fait qu'il est possible que la récupération des premiers nécessite la construction d'installations intégrées pour l'extraction, la séparation, la collecte et la livraison, y compris divers pipelines de produits distincts.

En effet, le remplacement des LGS tirés du gaz naturel a comme effet de lier les coûts de récupération de ceux-ci au prix du gaz naturel lui-même. Les promoteurs de la mise en valeur des produits utilisant le bitume croient que les conditions économiques pourraient être meilleures si on rattachait les coûts du produit d'appoint à ceux du combustible provenant du bitume. Selon eux, il faut cesser de penser en termes de remplacement des LGS par du gaz naturel. Ainsi, plutôt que d'utiliser le gaz naturel comme source de combustible et d'hydrogène dans le procédé de valorisation, on pourrait choisir un résidu peu coûteux du bitume (p. ex., les résidus de fond de la valorisation, dont les coûts sont estimés à environ 1 $US/MBtu [coût de l'extraction et de la séparation pour les propriétaires])[56]. Les LGS tirés du dégagement gazeux dans ce scénario pourraient être remplacés par des résidus de valorisation, ce qui réduirait les coûts de remplacement des LGS. Par contre, la combustion des résidus du bitume pourrait produire une quantité appréciable d'émissions de GES.

56 Développement économique Alberta.

En outre, les frais de réoutillage pour permettre aux usines de valorisation d'utiliser des résidus de valorisation pourraient être assez élevés.

Bien que cette voie ne soit pas encore réalisable, il est possible que la situation change au cours des dix prochaines années et que devienne viable la récupération de l'éthane ou d'autres LGS tirés du dégagement gazeux. La récupération de la charge d'alimentation d'hydrocarbures légers provenant de la plupart des sources de dégagement gazeux des UVRPÉ deviendra sans doute nécessaire pour atteindre les économies d'échelle indispensables à la viabilité des activités. Certains ont fait valoir que la présence d'une usine de cristallisation fractionnée à Redwater et d'un raccordement sur le pipeline de Fort McMurray (pour expédier des lots de mélange de LGS) joue en faveur de la construction d'installations de séparation de l'éthane à partir du dégagement gazeux.

Par conséquent, la mise en valeur des sables bitumineux offre une occasion d'expansion pour l'industrie pétrochimique en Alberta. Cependant, il existe une obstacle de taille : les priorités concurrentes des principales parties, notamment les exploitants d'usines de valorisation, les raffineurs et les acteurs au sein de l'industrie pétrochimique. Dans l'avenir, on pourrait tirer un avantage de l'intégration, en bénéficiant d'un maximum de rendement grâce à l'utilisation de bitume peu coûteux.

Les retombées d'une démarche intégrée, pour peu qu'on les découvre, pourraient réduire les coûts totaux au point de rendre les produits pétrochimiques à valeur ajoutée de l'Alberta concurrentiels sur le marché nord-américain. Il est possible que la mise en valeur parallèle de la pétrochimie et du carburant de transport tirés des sables bitumineux crée des conditions plus favorables, en plus d'offrir une plus grande souplesse pour les secteurs de la valorisation, du raffinage et des produits pétrochimiques.

10.4 Offre de produits pétroliers raffinés et charge d'alimentation pétrochimique

10.4.1 Étude sur les produits pétrochimiques provenant du bitume

Selon une étude réalisée conjointement par l'industrie et le gouvernement de l'Alberta (2002-2003), la province pourrait profiter de la synergie résultant de la réunion des activités de valorisation du bitume et de raffinage avec la mise en valeur des produits pétrochimiques (c.-à-d., éthylène et dérivés, ainsi que propylène et dérivés). Dans le cadre de cette étude, on a examiné la faisabilité de construire un complexe intégré dans la région de Fort Saskatchewan. Plus particulièrement, on désirait savoir s'il pouvait être viable sur les plans technique et économique de recourir au GSV, un sous-produit du bitume obtenu durant les procédés de valorisation et de raffinage, comme charge d'alimentation pétrochimique ainsi que comme matière de base pour la production de carburants de transport. La réalisation de ce complexe nécessiterait la création d'un « partenariat » entre les entreprises œuvrant dans les divers domaines de l'extraction à ciel ouvert et de la valorisation des sables bitumineux, du raffinage et de la pétrochimie, en plus d'engagements en recherche et développement de même que de projets pilotes. Selon l'étude, le taux interne de rendement du capital investi d'un tel complexe se situerait autour de 15 % (après impôts). Pour permettre d'amasser les quelque 8,5 milliards de dollars qu'on estime nécessaires pour la réalisation du complexe intégré, l'étude évoque un rôle probable pour le gouvernement de l'Alberta à titre de facilitateur.

L'infrastructure existante dans cette région constitue un avantage de taille; cependant, l'étude a démontré qu'il pourrait être nécessaire de construire une nouveau pipeline pour transporter les quelque 13 500 m^3/j (85 kb/j) d'essence et de carburant diesel du complexe vers les marchés américains du Nord-Ouest, de la Californie ou de Chicago. On y indiquait également que les CO_2

dégagés par le complexe (estimés à 4 Mt) pourraient être transportés par pipeline vers des champs de pétrole épuisés à des fins de séquestration ou encore servir pour la récupération assistée des hydrocarbures (RAH) ou du méthane des gisements houillers (MGH).

La principale conclusion de l'étude est la suivante : la valeur véritable éventuelle d'une démarche intégrée proviendrait d'une coproduction de carburants de transport et de charge d'alimentation pétrochimique. Les initiatives se poursuivent et de nouvelles études ont été entreprises afin d'évaluer les options de mise en valeur. À l'heure actuelle, plusieurs groupes formés de représentants de l'industrie et du gouvernement discutent de la faisabilité économique d'un complexe axé principalement sur la production de carburants de transport.

10.4.2 Étude sur les produits raffinés et pétrochimiques provenant du bitume

En 2003, Développement économique Alberta et Énergie Alberta (50 %) ainsi qu'un groupe d'entreprises du secteur privé (50 %) ont commandé une étude visant à mesurer les avantages économiques, le cas échéant, d'aller plus loin que la simple valorisation du bitume et d'en arriver à des produits raffinés et des charges d'alimentation pétrochimiques, plutôt que de s'en tenir aux simples PBS. L'étude, achevée au début de 2004, a examiné le potentiel de mise en valeur pétrochimique associé aux co-produits d'une usine de valorisation et de raffinage intégrée ayant une alimentation de bitume en 32 000 m^3/j (200 kb/j).

En principe, une usine de valorisation n'est guère plus que l'installation amont d'une raffinerie complexe. L'ajout d'unités permettant de produire de l'essence, du carburant diesel et du carburéacteur plutôt que du PBS ne représente pas une transformation si importante. Par ailleurs, la récupération de l'éthane, de l'éthylène ainsi que du propylène d'un complexe réunissant une usine de valorisation et une raffinerie est une étape supplémentaire dans le procédé, qu'on trouve dans beaucoup de raffineries modernes. La récupération des hydrocarbures aromatiques et l'ajout d'unités pour la production de styrène sont aussi des procédés courants. Cette étude a donc examiné la mise en œuvre progressive de ces étapes supplémentaires afin de mesurer la valeur ajoutée de chacune.

À l'heure actuelle, les raffineries albertaines produisent de l'essence et du carburant diesel en se servant de bitume valorisé. On produit également une certaine quantité de carburant diesel directement à partir de l'une des usines de valorisation en exploitation. Dans le passé, la demande du marché pour les produits raffinés de l'Ouest du Canada était en équilibre par rapport à l'offre locale. Par conséquent, la question est de savoir si l'on pourra trouver un marché pour l'offre marginale supplémentaire de produits raffinés albertains. L'étude a donc examiné les débouchés pour les produits de carburant de transport raffinés sur les marchés de la Californie et du Midwest des États-Unis, des marchés logiques compte tenu de leur taille et de l'accès raisonnablement facile par pipelines ou pétroliers. L'exportation de carburants de transport à une échelle suffisante pourrait réduire les coûts d'acheminement à de faibles niveaux, en plus de procurer un prix de valorisation concurrentiel aux producteurs. Pour rejoindre le marché californien, on pourrait envisager le prolongement du pipeline Trans Mountain (appartenant à Terasen). Pour transporter les produits vers le Midwest, il faudrait reconfigurer et peut-être agrandir le réseau de pipelines d'Enbridge.

Une autre étape dans le traitement, l'ajout d'une unité de craquage, pourrait se révéler viable. Dans ce cas, on utiliserait une partie du bitume ou de GSV provenant du bitume comme charge d'alimentation pétrochimique. On pourrait aussi modifier des unités de craquage existantes pour qu'elles acceptent du pétrole/bitume plus lourd, ce qui en ferait des unités flexibles capables de changer de charge d'alimentation et de produits selon les conditions économiques propres à chaque matière (LGN, LGS, intermédiaire raffinerie ou usine de valorisation), produit ou co-produit. Du

même coup, l'usine de valorisation ou la raffinerie disposerait de la souplesse nécessaire pour optimiser la production de carburants de transport. Dans le cadre de cette étude, on n'a pas évalué la possibilité d'ajouter une unité de craquage au complexe, puisqu'on voulait qu'elle soit axée sur les produits raffinés et pétrochimiques facilement disponibles comme co-produits à partir des activités de valorisation ou de raffinage (en particulier l'éthylène et le propylène).

Bien que l'offre de co-produits pétrochimiques tirés d'une usine de valorisation ou d'une raffinerie puisse être relativement faible en termes de volume, la valeur marginale supplémentaire attribuable à la récupération des produits pétrochimiques serait considérable et pourrait jouer dans la décision d'aller de l'avant avec l'élaboration d'un tel projet intégré. Le groupe de travail industrie/gouvernement prévoit se servir de l'étude comme d'un instrument visant à établir quelle politique ou stratégie l'un et l'autre devraient adopter afin de favoriser ces progrès.

10.5 Comparaison des coûts de l'éthane

L'éthane provenant du gaz naturel du BSOC constitue la source la plus économique, car les installations construites dans cette région pour la collecte, le traitement, la séparation ainsi que le transport du gaz existent depuis plus de 20 ans et sont presque entièrement amorties. On a laissé entendre que le coût de l'éthane provenant du delta du Mackenzie pourrait concurrencer l'éthane extrait du gaz naturel classique du fait qu'il utiliserait la même infrastructure. Il semble toutefois que la quantité d'éthane dans cette région soit limitée.

Bien qu'on ignore la forme finale des projets de pipelines pour le gaz de l'Alaska, il demeure que dans l'éventualité où l'éthane de cette région était séparé en Alberta, il faudrait sans doute utiliser l'infrastructure et les installations albertaines en aval. Cependant, comme l'ont proposé certains intervenants, cette source assez importante d'éthane pourrait nécessiter des investissements dans certaines installations ou des usines « entièrement nouvelles » en Alberta (p. ex., installations de décompression et recompression, déséthanisation et four). Dans un tel scénario, l'éthane de l'Alaska deviendrait moins concurrentiel que l'éthane classique ou celui provenant du delta.

L'éthane extrait du dégagement gazeux pourrait être plus coûteux que celui provenant de sources classiques ou du Nord, puisque le dégagement gazeux nécessite une plus grande compression avant que ne débute le procédé de séparation des LGS. De plus, les LGS tirés du bitume renferment des oléfines pouvant exiger des investissements dans des installations de séparation entièrement nouvelles, ainsi que dans des installations permettant la manutention des oléfines et des paraffines (comme des pipelines de produits distincts).

L'éthane produit à partir du bitume dans un complexe UVRPÉ intégré pourrait être plus concurrentiel que celui sortant d'une UVRPÉ qui l'extrait du dégagement gazeux seulement. En termes plus précis, l'éthane récupéré du dégagement gazeux dans le cadre des activités normales de fragmentation n'offrirait pas les avantages liés au partage des coûts et des revenus intégrés.

Depuis 1982, l'Alberta exporte la quasi-totalité des dérivés de l'éthylène produits. Par conséquent, l'enjeu principal relativement aux coûts est de savoir si l'éthylène produit à partir de bitume peut concurrencer celui de la CAGM.

10.6 Conclusion

Le secteur pétrochimique albertain est maintenant confronté à une situation où les stocks de la charge d'alimentation que constitue l'éthane sont restreints.

D'ici à ce qu'une nouvelle et imposante source de gaz soit disponible, les coûts du gaz naturel devraient demeurer élevés et volatils. Ce dernier facteur accroît le risque et l'incertitude pour les entreprises albertaines du domaine de la pétrochimie, puisqu'il rattache étroitement le coût de la charge d'alimentation à celui du gaz naturel. D'ici 2015, les conditions économiques pourraient évoluer et faire des énormes réserves de bitume de l'Alberta une source substantielle, fiable et à prix stable de charge d'alimentation pour l'industrie pétrochimique.

Une part importante de l'éthylène produit sur la CAGM est tirée du pétrole. Lorsque le prix du gaz naturel est plus élevé que celui du pétrole, l'éthylène de la CAGM jouit d'un avantage en termes de coûts sur celui de l'Alberta, qui est produit à partir des LGN. Donc, l'éthylène dérivé du bitume pourrait exploiter ce créneau.

Les « synergies » possibles découlant de l'intégration et de la coopération pourraient se traduire par des avantages sur le plan environnemental, ainsi que par une maximisation du rendement sur le capital investi en raison du partage des coûts et de la création d'une valeur. Par exemple, la mise en commun de l'infrastructure comme des installations et les économies d'échelle pourraient abaisser les coûts au point où les PPR, de même que les produits pétrochimiques albertains, concurrenceraient les produits américains.

Les États-Unis sont un importateur net de carburants de transport raffinés et on prévoit que les importations américaines augmenteront au cours de la prochaine décennie. Par conséquent, la demande de produits raffinés pourrait être suffisante pour justifier une production marginale supplémentaire en Alberta. La production de bitume devant augmenter de manière marquée, le gouvernement et les UVRPÉ continueront sans doute à analyser la faisabilité d'ajouter le maximum de valeur à cette ressource.

TECHNOLOGIES ÉMERGENTES

11.1 Introduction

Depuis la création de l'industrie des sables bitumineux, l'innovation technologique a toujours été un élément d'entraînement. Toutes les facettes de l'industrie, que ce soit l'extraction à ciel ouvert, la séparation, la valorisation, la récupération in situ ou la remise en état, ont subi des changements considérables et il a parfois fallu passer par diverses étapes avant d'en arriver à l'industrie telle que nous la connaissons aujourd'hui. La recherche et la mise en application de technologies améliorées ont permis de réduire les coûts de l'offre dans le contexte d'une exploitation minière intégrée ainsi que de la récupération in situ, au point où ils se comparent, à peu de chose près, à ceux du pétrole brut classique. Cependant, il y a place à d'autres améliorations.

Le chiffre d'affaires de l'industrie des sables bitumineux se situe dans les milliards de dollars. La recherche occupe divers centres gouvernementaux et privés ainsi que des établissements d'enseignement, dans toutes les provinces canadiennes et ailleurs dans le monde.

Le domaine de la technologie dans le secteur des sables bitumineux est vaste et l'idée d'en faire même un résumé superficiel dépasse largement le cadre de la présente étude. Le lecteur pourra consulter *Oil Sands Technology Roadmap* (carte routière technologique des sables bitumineux), un rapport rendu public en 2004, qui élabore un plan technologique sur 50 ans pour optimiser le potentiel qu'offrent les sables bitumineux. D'autres références sont également fournies à la fin du présent chapitre.

Dans les pages qui suivent, nous nous attarderons uniquement aux technologies qui devraient trouver des applications durant la période qui nous intéresse, soit d'ici 2015, ainsi qu'aux sources d'énergie de remplacement qui ont été envisagées récemment.

11.2 Séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur (SGSIV)

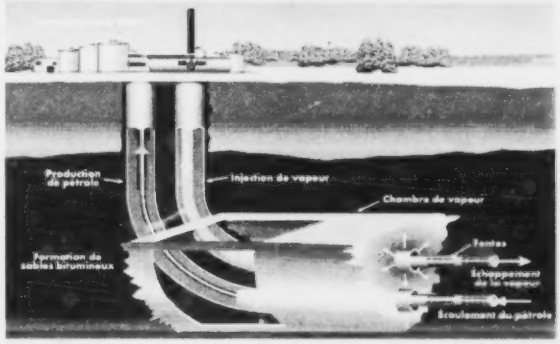
Bien qu'on trouve des projets de SGSIV en service depuis 2001, il s'agit toujours d'une méthode de récupération embryonnaire pour laquelle il reste beaucoup à faire, en termes de modifications et d'améliorations, afin d'en accroître l'efficience.

À son projet de SGSIV à Foster Creek, EnCana fait l'essai d'une méthode utilisant des basses pressions (>2 000 kPa) et de basses températures (~180 °C) ainsi que des pompes électriques submersibles, plutôt qu'une poussée de gaz pour amener le bitume à la surface. Elle espère que cette technique permettra de réduire les ratios vapeur-pétrole (RVP) et qu'elle rendra les activités plus rentables.

Plusieurs projets ont été entrepris dans le but d'étudier une variante de la SGSIV, soit le procédé de récupération à l'aide de solvant (PRS), qui consiste à injecter un mélange de vapeur et de solvant,

généralement du butane, pour réduire le RVP et accélérer la récupération. De manière à rendre l'opération économique, il est nécessaire de récupérer la majorité du solvant injecté à l'origine.

SGSIV



Source : EnCana

De nombreux autres procédés de récupération hybrides faisant appel à la chaleur et à des solvants sont actuellement à l'essai. L'Alberta Research Council (ARC) mène des recherches sur divers procédés du genre, qui allient la SGSIV et l'injection de solvants. Ces nouveaux procédés visent principalement à améliorer l'efficacité de la récupération et l'efficacité énergétique, ainsi qu'à réduire les besoins en eau. Ces procédés thermiques améliorés comprennent la SGSIV avec solvant expansif (SGSIV-SE), la SGSIV avec solvant sous basse pression et la SGSIV avec mélange vapeur-solvant (SGSIV-MVS)[57].

11.3 VAPEX^{MC}

La séparation à la vapeur ou VAPEX^{MC} est analogue à la SGSIV, sauf qu'on injecte dans le gisement un solvant comme l'éthane, le propane ou le butane, plutôt que de la vapeur, avec un gaz d'extraction pour rendre les hydrocarbures mobiles et les amener vers le puits de production. Avec cette technique, il n'est pas nécessaire de construire d'installations pour produire la vapeur, ni d'acheter de gaz naturel à cette fin. Il s'agit évidemment d'un avantage en termes de coûts. En outre, nul besoin de traitement ou recyclage de l'eau. La technique en question dégage moins d'émissions de dioxyde de carbone (CO_2) et elle peut être utilisée à la température du gisement sans apport notable de chaleur. On estime que les coûts d'immobilisations sont d'environ 75 % de ceux pour la SGSIV classique, tandis que les frais d'exploitation représenteraient 50 % de ceux de la SGSIV[58]. Parmi ses autres avantages, on note le besoin moins grand de diluant, puisqu'une partie du solvant s'imprègne dans le bitume pour le rendre mobile. En contrepartie, il faut un plus grand nombre de puits pour arriver à une production et à des taux de récupération comparables.

La méthode VAPEX^{MC} offre une solution de rechange pour la récupération du bitume dans des réservoirs qui ne se prêtent pas aux procédés thermiques, comme les réservoirs avec eau de fond ou une forte saturation d'eau, les fractures verticales et les conditions de faible porosité ou de faible conductivité thermique.

Devon Canada Corporation dirige un consortium, auquel participent les gouvernements fédéral et provincial, qui mène des expériences sur le terrain afin d'élaborer et de tester la technologie de la récupération à la vapeur (VAPEX^{MC}). Le projet pilote se trouve aux installations d'essais souterraines de Dover, dans la région de sables bitumineux de l'Athabasca, près de Fort McMurray. Plusieurs autres essais à moindre échelle sont également en cours.

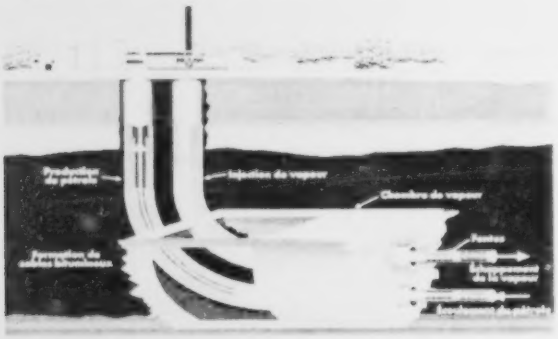
En plus d'évaluer la viabilité économique de cette méthode de récupération, on s'applique à régler les problèmes techniques rencontrés. Ainsi, on étudie des méthodes de démarrage à froid et à chaud (en

57 Alberta Research Council. http://www.arc.ab.ca/.

58 EnCana.

généralement du butane, pour réduire le RVP et accélérer la récupération. De manière à rendre l'opération économique, il est nécessaire de récupérer la majorité du solvant injecté à l'origine.

SGSIV



Source : EnCana

De nombreux autres procédés de récupération hybrides faisant appel à la chaleur et à des solvants sont actuellement à l'essai. L'Alberta Research Council (ARC) mène des recherches sur divers procédés du genre, qui allient la SGSIV et l'injection de solvants. Ces nouveaux procédés visent principalement à améliorer l'efficacité de la récupération et l'efficacité énergétique, ainsi qu'à réduire les besoins en eau. Ces procédés thermiques améliorés comprennent la SGSIV avec solvant expansif (SGSIV-SE), la SGSIV avec solvant sous basse pression et la SGSIV avec mélange vapeur-solvant (SGSIV-MVS)[57].

11.3 VAPEX^MC

La séparation à la vapeur ou VAPEX[58] est analogue à la SGSIV, sauf qu'on injecte dans le gisement un solvant comme l'éthane, le propane ou le butane, plutôt que de la vapeur, avec un gaz d'extraction pour rendre les hydrocarbures mobiles et les amener vers le puits de production. Avec cette technique, il n'est pas nécessaire de construire d'installations pour produire la vapeur, ni d'acheter de gaz naturel à cette fin. Il s'agit évidemment d'un avantage en termes de coûts. En outre, nul besoin de traitement ou recyclage de l'eau. La technique en question dégage moins d'émissions de dioxyde de carbone (CO_2) et elle peut être utilisée à la température du gisement sans apport notable de chaleur. On estime que les coûts d'immobilisations sont d'environ 75 % de ceux pour la SGSIV classique, tandis que les frais d'exploitation représenteraient 50 % de ceux de la SGSIV[58]. Parmi ses autres avantages, on note le besoin moins grand de diluant, puisqu'une partie du solvant s'imprègne dans le bitume pour le rendre mobile. En contrepartie, il faut un plus grand nombre de puits pour arriver à une production et à des taux de récupération comparables.

La méthode VAPEX[58] offre une solution de rechange pour la récupération du bitume dans des réservoirs qui ne se prêtent pas aux procédés thermiques, comme les réservoirs avec eau de fond ou une zone de saturation d'eau, les fractures verticales et les conditions de faible porosité ou de faible conductivité thermique.

Devon Canada Corporation dirige un consortium, auquel participent les gouvernements fédéral et provincial, qui mène des expériences sur le terrain afin d'élaborer et de tester la technologie de la récupération à la vapeur (VAPEX[58]). Le projet pilote se trouve aux installations d'essais souterraines de Dover, dans la région de sables bitumineux de l'Athabasca, près de Fort McMurray. Plusieurs autres essais à moindre échelle sont également en cours.

En plus d'évaluer la viabilité économique de cette méthode de récupération, on s'applique à régler les problèmes techniques rencontrés. Ainsi, on étudie des méthodes de démarrage à froid et à chaud (en

57 Alberta Research Council : http://www.arc.ab.ca/

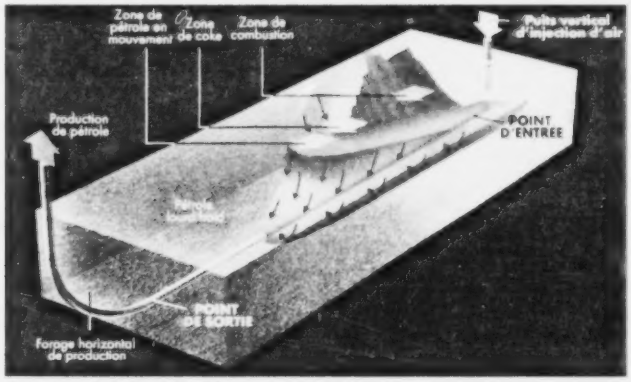
58 EnCana

utilisant de la chaleur produite à l'aide de l'électricité ou de la vapeur) pour tenter d'établir la méthode à privilégier afin de créer une chambre de vapeur. La maximisation de l'efficacité du solvant et de la récupération retient également l'attention.

11.4 IAVH/CAPRI

L'injection d'air verticale puis horizontale ou IAVH est une méthode de récupération qui a été proposée et qui combine un puits d'injection d'air vertical avec un puits horizontal (figure 11.2).

Procédé IAVH



Source : Petroleum World

Le procédé consiste à enflammer le pétrole dans le réservoir de manière à créer un mur vertical ou une paroi de pétrole brut en flammes, qui valorise partiellement les hydrocarbures en amont et permet l'écoulement du brut vers un puits de production horizontal. En créant la chaleur dans le gisement, le procédé élimine la nécessité d'injecter de la vapeur depuis la surface. Le procédé offre également la possibilité de valoriser, en partie, le bitume dans le gisement en cours de procédé. CAPRI est une variante de la méthode IAVH qui consiste à introduire un catalyseur dans le puits horizontal afin de faciliter la précipitation des asphaltènes, valorisant ainsi le bitume in situ.

Les méthodes de récupération in situ ont été mises à l'essai, sans grand succès, pour l'extraction de pétrole lourd comme de sables bitumineux pendant les années 1970 et 1980. L'échec s'explique principalement par l'incapacité de contrôler la direction de la paroi de flammes dans le gisement. La production observée était peu impressionnante et il arrivait qu'on endommage le matériel de fond. Les promoteurs de la méthode IAVH croient que le forage d'un puits de production horizontal permettrait de mieux maîtriser la paroi de flammes, mais le concept n'a pas encore été éprouvé sur le terrain.

Au début de 2004, Orion Oil Canada Ltd., une unité commerciale du secteur du pétrole lourd de Petrobank Energy and Resources, a déposé une demande à l'EUB pour mettre à l'essai la méthode IAVH sur sa concession de sables bitumineux de Whitesands, près de Conklin (Alberta). Selon le plan envisagé, le forage de délimitation et la préparation du site commenceront au début de 2004, tandis que l'expérimentation débutera vers la fin de l'année.

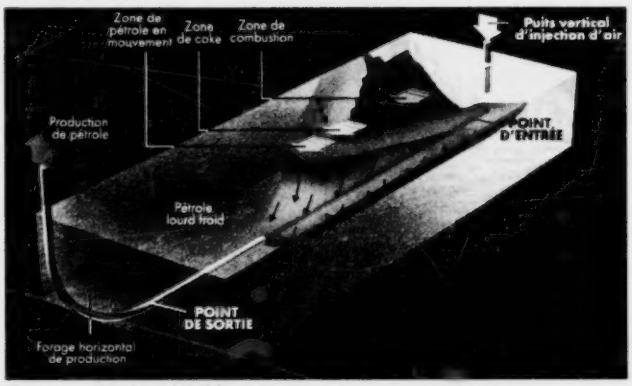
11.5 Projet Nexen/OPTI de Long Lake

Le projet de SGSIV de Long Lake, coentreprise réunissant Nexen Inc. et OPTI Canada Inc., a été approuvé par le conseil d'administration des deux sociétés au début de 2004. Les travaux de construction devraient débuter au troisième trimestre de 2004.

Évalué à 3,4 milliards de dollars, le projet de SGSIV comprend une usine de valorisation utilisant le procédé ORcrude™ exclusif d'OPTI, ainsi qu'une technologie d'hydrocraquage et de gazéification déjà proposée sur le marché. Il s'agit du premier projet de sables bitumineux intégrant la SGSIV et une usine de valorisation sur place. Cette configuration unique de procédés éprouvés vise à réduire

utilisant de la chaleur produite à l'aide de l'électricité ou de la vapeur) pour tenter d'établir la méthode à privilégier afin de créer une chambre de vapeur. La maximisation de l'efficacité du solvant et de la récupération retient également l'attention.

Procédé IAVH



Source: Petroleum World

11.4 IAVH/CAPRI

L'injection d'air verticale puis horizontale ou IAVH est une méthode de récupération qui a été proposée et qui combine un puits d'injection d'air vertical avec un puits horizontal (figure 11.2).

Le procédé consiste à enflammer le pétrole dans le réservoir de manière à créer un mur vertical ou une paroi de pétrole brut en flammes, qui valorise partiellement les hydrocarbures en amont et permet l'écoulement du brut vers un puits de production horizontal. En créant la chaleur dans le gisement, le procédé élimine la nécessité d'injecter de la vapeur depuis la surface. Le procédé offre également la possibilité de valoriser, en partie, le bitume dans le gisement en cours de procédé. CAPRI est une variante de la méthode IAVH qui consiste à introduire un catalyseur dans le puits horizontal afin de faciliter la précipitation des asphaltènes, valorisant ainsi le bitume in situ.

Les méthodes de récupération in situ ont été mises à l'essai, sans grand succès, pour l'extraction de pétrole lourd comme de sables bitumineux pendant les années 1970 et 1980. L'échec s'explique principalement par l'incapacité de contrôler la direction de la paroi de flammes dans le gisement. La production observée était peu impressionnante et il arrivait qu'on endommage le matériel de fond. Les prometteurs de la méthode IAVH croient que le forage d'un puits de production horizontal permettrait de mieux maîtriser la paroi de flammes, mais le concept n'a pas encore été éprouvé sur le terrain.

Au début de 2004, Orion Oil Canada Ltd., une unité commerciale du secteur du pétrole lourd de Petrobank Energy and Resources, a déposé une demande à l'EUB pour mettre à l'essai la méthode IAVH sur sa concession de sables bitumineux de Whitesands, près de Conklin (Alberta). Selon le plan envisagé, le forage de délimitation et la préparation du site commenceront au début de 2004, tandis que l'expérimentation débutera vers la fin de l'année.

11.5 Projet Nexen/OPTI de Long Lake

Le projet de SGSIV de Long Lake, coentreprise réunissant Nexen Inc. et OPTI Canada Inc., a été approuvé par le conseil d'administration des deux sociétés au début de 2004. Les travaux de construction devraient débuter au troisième trimestre de 2004.

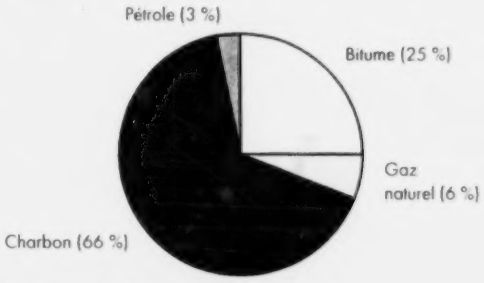
Évalué à 3,4 milliards de dollars, le projet de SGSIV comprend une usine de valorisation utilisant le procédé ORcrude^{MC} exclusif d'OPTI, ainsi qu'une technologie d'hydrocraquage et de gazéification déjà proposée sur le marché. Il s'agit du premier projet de sables bitumineux intégrant la SGSIV et une usine de valorisation sur place. Cette configuration unique de procédés éprouvés vise à réduire

considérablement les achats de carburant de l'extérieur, ce qui procurera une protection contre la fluctuation des prix du gaz naturel. Il sera ainsi possible de produire un pétrole brut synthétique (PBS) ayant une densité prévue de 39 °API et une très faible teneur en souffre, en plus de fournir une charge d'alimentation de haute qualité pour le raffinage. Les promoteurs espèrent que cet ensemble spécial leur conférera un avantage de 5 $ à 10 $ par baril sur les frais d'exploitation par rapport aux projets actuels de sables bitumineux. La production commerciale de bitume devrait commencer en 2006 et atteindre 9 500 m³/j (60 kb/j) de PBS au début de 2007.

11.6 Charbon

Les réserves de charbon au Canada sont abondantes et représentent 66 % des ressources de combustibles fossiles canadiennes (figure 11.3). On estime à 40 % le pourcentage de ces réserves qui se trouvent en Alberta, où le charbon représente la ressource de combustibles fossiles la plus abondante, avec une durée de production évaluée à environ 1 100 ans[59]. En général, il s'agit d'une ressource de grande qualité, à faible teneur en souffre et en cendres qui est raisonnablement bien délimitée, ce qui réduit l'exploration. Le charbonnage et l'infrastructure sont bien implantés en Alberta, puisque le charbon est actuellement utilisé dans la production d'environ 65 % de l'électricité de la province. Au chapitre de la production de vapeur, le charbon est aussi efficace que le gaz, puisque son taux de transformation atteint 80 % avec les chaudières modernes. Compte tenu des données évoquées précédemment, on serait porté à croire que le charbon de la région des sables bitumineux représente un choix logique.

Ressources canadiennes de combustibles fossiles



Source : Coal Association of Canada

Au fil des ans, le gaz naturel s'est avéré une source d'énergie fiable, peu coûteuse et relativement propre, si bien que l'industrie des sables bitumineux en est devenue très dépendante. Récemment, cependant, les prix élevés et volatils du gaz ont amené les producteurs de sables bitumineux à s'intéresser à des sources d'énergie de remplacement.

La combustion du charbon, qui consiste à le brûler dans des chaudières après pulvérisation, est une technologie éprouvée qui représente une option pour l'avenir immédiat. Toutefois, l'utilisation du charbon augmenterait considérablement les émissions de gaz à effet de serre (GES) et nécessiterait la désulfuration, ainsi que l'élimination, des matières particulaires et autres émissions (épuration des cheminées), avec les coûts inhérents à ces opérations.

Pour l'avenir plus lointain, on croit possible d'utiliser la gazéification du charbon pour produire un gaz de synthèse qui fournirait à la fois gaz combustible et hydrogène. Toutefois, la faisabilité technique et la viabilité économique d'une telle entreprise reste à démontrer.

Il serait possible de réduire les frais de transport du charbon jusque dans les régions de sables bitumineux en l'acheminant par pipeline sous forme de boue, comme on le fait pour l'hydrotransport de la boue composée de sables bitumineux et d'eau dans les installations d'exploitation minière.

59 Sherritt International Corporation- *Exposé devant la Canadian Heavy Oil Association*, novembre 2003.

Le charbon offre un remarquable potentiel comme source de combustible stable à long terme pour les exploitants de sables bitumineux, mais certains obstacles devront être surmontés avant d'envisager cette solution. En outre, la faisabilité n'a pas été démontrée sur les plans économique et environnemental.

11.7 Énergie nucléaire

11.7.1 Historique

C'est en 1973, durant la crise pétrolière découlant de l'embargo imposé par les pays du Golfe persique, qu'on a évoqué pour la première fois la possibilité d'utiliser des réacteurs nucléaires CANDU dans la production de sables bitumineux. Diverses études ont été réalisées à la fin des années 1970 et au début des années 1980, mais divers facteurs économiques comme la disponibilité de gaz naturel à prix modique et de hauts taux d'intérêt ont amené l'industrie à arrêter son choix de technologie sur la cogénération avec systèmes alimentés au gaz naturel.

11.7.2 Évolutions récentes

Bien que le dernier réacteur CANDU soit entré en service en 1993, les ventes à l'échelle internationale ont suscité des améliorations dans les techniques de construction et ont incité Énergie atomique du Canada limitée (ÉACL) à aller de l'avant avec son concept du nouveau réacteur CANDU avancé (ACR).

ÉACL a comme objectif d'atteindre, avec l'ACR, des coûts d'immobilisations de 1 000 $US/MW et sur une période de quatre ans, d'obtenir les approbations réglementaires requises et de mener à terme la construction. La cible en ce qui a trait aux coûts d'immobilisations constitue une réduction appréciable par rapport aux réacteurs CANDU actuels (1 500 $US/MW). Les réductions de coûts proviendraient de l'utilisation d'uranium faiblement enrichi plutôt que d'uranium naturel, comme dans les réacteurs CANDU plus vieux, ainsi que de nouvelles méthodes de construction. L'utilisation d'uranium faiblement enrichi permet d'adopter un concept de réacteur plus efficace, ce qui réduit la quantité d'eau lourde requise et les coûts d'immobilisations afférents. Quant aux nouvelles méthodes de construction, elles reposent sur des techniques normalisées déjà approuvées et un concept de modules réduisant le temps de construction de la centrale. Ces nouvelles méthodes ont déjà été mises à l'essai lors de la construction de centrales équipées de réacteurs CANDU en Corée et en Chine.

Vu les améliorations importantes apportées, ÉACL et le Canadian Energy Research Institute (CERI) ont entrepris une étude visant à savoir s'il serait viable de recourir à un générateur CANDU pour la cogénération d'énergie dans les applications liées aux sables bitumineux. En se fondant sur les hypothèses posées aux fins de l'étude, l'énergie nucléaire est concurrentielle, en termes de coûts, par rapport à une centrale de cogénération classique utilisant le gaz naturel à un prix à la sortie de l'usine de 4,25 $CAN/GJ (NYMEX 3,50 $US par MBtu)[60].

Parmi les grands enjeux soulevés, on note le fait que l'ACR nécessiterait un projet de SGSIV d'au moins 25 400 m^3/j (160 kb/j) et la difficulté de transporter de la vapeur sur une longue distance, ce qui obligerait de construire l'ACR très près d'un gisement de bitume ayant les réserves suffisantes pour justifier une telle entreprise. En contrepartie, il serait possible d'utiliser une partie de l'énergie

60 *Comparative Economics of Nuclear and Gas-Fired Steam Generation for SAGD Applications* CERI (Canadian Energy Research Institute). Mai 2003. On peut trouver plus d'information au sujet de cette étude sur le site Web du CERI, à http://www.ceri.ca/.

produite par l'ACR pour générer l'électricité nécessaire à la production d'hydrogène à des fins de valorisation. Cela aurait comme effet de réduire, à la fois, la dépendance face au gaz naturel et la taille des installations de SGSIV.

Le tableau qui suit compare les possibilités et les contraintes entourant la mise en valeur des sables bitumineux au moyen d'un ACR.

Possibilités

- Les frais d'exploitation peu élevés font en sorte que l'ACR est concurrentiel par rapport aux prix actuels donnés du gaz naturel.
- Du fait qu'il ne produit aucune émission de CO2, l'ACR n'est pas touché par les initiatives environnementales visant à réduire les émissions des gaz à effet de serre (Protocole de Kyoto).
- Il procure une protection contre les pénuries de gaz naturel et les hausses subites de prix.
- Le fonctionnement ininterrompu dans les exploitations de sables bitumineux cadre bien avec les caractéristiques de charge de base d'une centrale nucléaire.
- L'ACR peut également produire de l'hydrogène en vue de l'utilisation dans les usines de valorisation

Contraintes

- Les producteurs de sables bitumineux connaissent peu la technologie nucléaire.
- L'ACR est toujours au stade du perfectionnement et n'a donc pas fait ses preuves.
- Les craintes de la population à l'égard de la sécurité du nucléaire et des attaques terroristes.
- Le prix de la vapeur produite à partir d'un ACR est directement lié aux coûts de construction.
- Sur le plan technique, l'ACR soulève des interrogations à deux égards :
  - une centrale équipée d'un ACR est une construction immense comparativement à un projet type de SGSIV;
  - il est difficile de transporter économiquement de la vapeur sur de longues distances.

À court terme, les perspectives d'utilisation de l'énergie nucléaire dans l'exploitation des sables bitumineux se butent aux contraintes suivantes :

- l'efficacité non démontrée de l'ACR;
- le manque d'expérience des producteurs de sables bitumineux avec cette technologie;
- les craintes du public concernant la sécurité et l'élimination des déchets nucléaires.

À plus long terme, lorsque la technologie de l'ACR sera éprouvée et à condition que les producteurs de sables bitumineux craignent la volatilité des prix du gaz naturel, l'énergie nucléaire pourrait devenir de plus en plus intéressante. En outre, le désir de réduire les GES et les autres émissions nocives au minimum est susceptible de gagner des adeptes à l'énergie nucléaire. Si un organisme possédant de l'expérience dans le domaine du nucléaire était disposé à assumer le leadership de la démarche comprenant l'autorisation, la construction et l'exploitation d'une telle centrale, ainsi que la vente de vapeur aux producteurs de sables bitumineux et d'électricité sur le marché albertain, l'énergie nucléaire pourrait constituer une option viable dans les régions de sables bitumineux.

11.8 Conclusion

L'industrie des sables bitumineux compte fortement sur l'innovation technologique pour rendre ses activités plus efficaces et plus économiques. Les modifications apportées à la SAGD pour utilisation à de basses pressions et à de basses températures, en plus de réduire le ratio vapeur-pétrole et la demande de gaz, sont intéressantes dans le cas des gisements actuellement mal adaptés à une exploitation à basse pression.

La méthode VAPEX[MC] est une technologie prometteuse qui consiste à injecter des solvants, plutôt que de la vapeur, dans le gisement, afin de rendre le bitume plus liquide et lui permettre de s'écouler dans le puits de production. L'avantage de cette technique est qu'elle ne requiert pas de gaz naturel pour produire de la vapeur, d'où les économies en énergie. En contrepartie, son taux de production est faible. Plusieurs projets pilotes sont en cours, mais aucun à l'échelle commerciale n'a encore été annoncé.

La méthode IAVH à l'étude consiste à utiliser un puits d'injection vertical et un puits de production horizontal, puis à injecter de l'air dans le réservoir afin d'alimenter la combustion du bitume in situ. La chaleur produite réduit la viscosité du bitume et en permet la production. Le concept doit encore être expérimenté sur le terrain et à cet effet, Petrobank projette d'entreprendre un projet pilote à l'automne 2004 à Whitesands.

Le projet de Long Lake envisagé par Nexen/OPTI vise à produire un gaz de synthèse en gazéifiant les résidus lourds de fond, les asphaltènes, contenus dans le bitume. On éliminerait ainsi l'utilisation du gaz naturel.

Bien que le charbon puisse, à long terme, fournir une source stable de combustible et d'hydrogène, les avantages économiques et environnementaux de ses applications dans l'exploitation des sables bitumineux n'ont pas encore été démontrés.

Si, du point de vue économique, il semble viable d'utiliser un ACR pour produire de la vapeur et de l'électricité en vue de l'exploitation des sables bitumineux, la résistance du public face aux questions de sécurité demeure un obstacle. Il est très peu probable que l'industrie se tourne vers cette technologie d'ici 2015.

Ces procédés sont porteurs de promesses d'une dépendance moindre de l'industrie pétrolière à l'égard du gaz naturel comme principale source d'énergie.

Références

Canadian Energy Research Institute (CERI). *Comparative Economics of Nuclear and Gas-fired Steam Generation for SAGD Applications*. CERI, mai 2003.

White, George. Sherritt International Corporation. *Fueling Options Coal for Primary Steam Production*. Exposé devant la Canadian Heavy Oil Association, 18 novembre 2003.

Lectures complémentaires

Alberta Chamber of Resources. *Oil Sands Technology Roadmap*, janvier 2004

Alberta Research Council : http://www.arc.ab.ca.

Alberta Energy Research Institute: http://www.aeri.ab.ca/.

Centre national des techniques de valorisation : http://www.nrcan.gc.ca/.

Dusseault, Maurice B. *New Oil Production Technologies*. Série d'exposés de la SPE, 2002-2003.

Nickle's New Technology Magazine : http://www.ntm.nickles.com/.

Petroleum Alliance of Canada : http://www.PTAC.org.

Petroleum Technology Research Centre : http://www.ptrc.ca/.

GLOSSAIRE

Aquifère	Formation ou groupe de formations géologiques souterraines qui contiennent de l'eau.
Baril	Un baril équivaut approximativement à 0,159 mètre cube ou 158,99 litres ou encore 35 gallons impériaux.
Biodiversité	Variété des organismes vivants qui composent un écosystème.
Bitume fluidifié	Bitume mélangé avec des fractions pétrolières légères en vue d'abaisser sa viscosité et sa densité pour respecter les exigences techniques du transport par pipeline.
Bitume ou bitume naturel	Mélange très visqueux constitué principalement d'hydrocarbures plus lourds que les pentanes. À l'état naturel, le bitume n'est pas habituellement récupérable à une échelle commerciale à partir d'un puits parce que trop visqueux pour s'écouler.
C_2	Éthane.
$C_2/C_2=$	Veine d'éthane/éthylène.
C_2+	Éthane plus - Se rapporte à un mélange de liquides de gaz naturel composé d'éthane et d'hydrocarbures plus lourds.
$C_2=$	Éthylène.
C_3	Propane.
$C_3/C_3=$	Veine de propane/propylène.
C_3+	Propane plus - Se rapporte à un mélange de liquides de gaz naturel composé de propane et d'hydrocarbures plus lourds.
Catalyseur	Substance à l'origine d'un taux de réaction chimique ou biochimique plus élevé, sans modification permanente de la composition chimique.
CH_4	Méthane.
CO	Monoxyde de carbone.

CO_2	Dioxyde de carbone.
Cogénération	Installation qui produit chaleur industrielle et électricité; également connue sous le nom d'installation de cogénération de chaleur et d'électricité (CCÉ).
Coke	Résidu solide noirâtre constitué de carbone résultant de l'extraction des hydrocarbures utiles du bitume.
Combustibles fossiles	Sources de combustibles à base d'hydrocarbures comme le charbon, le gaz naturel, les liquides de gaz naturel et le pétrole.
Condensat	Mélange liquide, constitué surtout de pentanes et d'hydrocarbures lourds, récupéré dans des séparateurs, des laveurs ou d'autres installations de collecte ou encore à l'entrée d'une usine de traitement de gaz naturel avant le traitement du gaz.
Coût de l'offre	Ensemble des coûts liés à l'exploitation d'une ressource, exprimé en coût moyen par unité de production pendant toute la durée d'un projet. Comprend les coûts d'immobilisations liés à l'exploration, à la mise en valeur et à la production, les coûts d'exploitation, les impôts, les redevances et un taux de rendement au producteur.
Craquage	Procédé qui consiste à scinder les grosses molécules complexes d'hydrocarbures en molécules plus petites et plus légères.
Craquage catalytique	Procédé qui consiste à scinder de grosses molécules complexes d'hydrocarbures en molécules plus petites et plus légères grâce à l'utilisation de la chaleur alliée à celle d'un catalyseur.
Dégagement gazeux	Mélange d'hydrogène et de gaz d'hydrocarbures légers (notamment l'éthane, le propane et les butanes paraffiniques ainsi que l'éthylène, le propylène et les butylènes oléfiniques) produit au moment de la valorisation du bitume pour en faire du pétrole brut synthétique.
DilBit	Bitume dont la viscosité a été réduite grâce à l'ajout d'un diluant (ou d'un solvant), par exemple, condensat ou naphte.
DilSynBit	Nouveau mélange de bitume, de condensat et de pétrole brut synthétique dont les propriétés sont semblables à celles du brut corrosif moyen. On le retrouve actuellement dans le réseau de Cold Lake.
Diluant	Hydrocarbures légers, habituellement des pentanes plus, mélangés au pétrole brut lourd ou au bitume pour faciliter son transport par pipeline.
Distillat	Fraction de pétrole brut; ce terme se rapporte habituellement aux naphtes, diesel, kérosène et mazouts.

Écosystème	Communauté biologique formée par des organismes en interaction et leur environnement physico-chimique.
Effet de serre	Phénomène naturel au cours duquel le rayonnement solaire de courtes longueurs d'onde n'est pas absorbé par l'atmosphère terrestre, mais où le rayonnement de grandes longueurs d'onde émis par la surface de la Terre est partiellement absorbé, ajoutant une énergie nette à la basse atmosphère et aux couches sous-jacentes à l'origine d'une hausse de leurs températures.
Éthane	Structure de chaînes non ramifiées d'hydrocarbures la plus simple qui soit et regroupant deux atomes de carbone.
Exploitation minière intégrée	Exploitation alliant extraction et valorisation alors que les sables bitumineux sont extraits à ciel ouvert. Le bitume est séparé du sable et raffiné.
Fondrière	Marécage occupé par une accumulation de matières organiques en décomposition d'une épaisseur de un à trois mètres et recouvrant le mort-terrain. Les fondrières favorisent la croissance d'arbres à enracinement superficiel, comme les épinettes noires et les mélèzes d'Amérique.
Gaz associé	Gaz naturel qui flotte au-dessus du pétrole brut dans un réservoir productif.
Gisement	Formation rocheuse souterraine, poreuse et perméable, renfermant un dépôt naturel de pétrole brut ou de gaz naturel brut délimité par des roches imperméables ou une nappe d'eau.
H_2S	Sulfure d'hydrogène
Hydrocarbures	Composés organiques chimiques constitués d'atomes d'hydrogène et de carbone qui sont à la base de tous les produits pétroliers. Les hydrocarbures peuvent se présenter sous forme liquide, solide ou gazeuse.
Hydrocarbures aromatiques	Syntagme désignant des composés qui renferment au moins un cycle à six atomes de carbone, avec liaisons doubles carbone-hydrogène en alternance (en écho). Le benzène, le toluène et le xylène sont des exemples d'hydrocarbures aromatiques courants.
Hydrocraquage	Scission de chaînes d'hydrocarbures en molécules plus petites, en présence d'hydrogène et d'un catalyseur comme le platine. Le produit final est une essence de grande qualité et d'autres hydrocarbures légers.
Hydrotraitement	Procédé utilisé pour saturer les oléfines et améliorer la qualité des hydrocarbures. Il permet d'éliminer les impuretés comme l'azote, le soufre et divers métaux, en présence d'un catalyseur et d'hydrogène.

Indice de cétane	Nombre qui désigne le pourcentage de cétane pur dans un mélange cétane-alphaméthylnaphtalène et exprime l'aptitude à l'auto-inflammation d'un combustible diesel. Cet indice, utilisé pour les combustibles de distillat moyen, s'apparente à l'indice d'octane pour l'essence.
Liquides de gaz naturel	Hydrocarbures extraits du gaz naturel sous forme liquide. Ceux-ci incluent notamment l'éthane, le propane, les butanes et les pentanes plus.
Liquides de gaz synthétique	Regroupent les liquides (en particulier l'éthane, l'éthylène et le propylène) produits au moment de la valorisation du bitume en pétrole brut synthétique.
Mid-Columbia (Mid-C)	Carrefour d'échanges commerciaux pour les ventes d'énergie en bloc (en gros) dans le centre-est de l'État de Washington.
Mort-terrain	Couches de sable, de gravier et de schiste qui recouvrent le sable bitumineux et doivent être enlevées avant que l'extraction puisse commencer. À maints endroits, une fondrière recouvre le mort-terrain.
NO_x	Oxydes d'azote.
O_3	Ozone
Oléfines	Terme qui se rapporte à toute chaîne ouverte d'hydrocarbures comme l'éthylène, le propylène et les butylènes respectant la formule générale CnH2n avec liaisons doubles carbone-carbone.
PADD	Acronyme pour Petroleum Administration for Defense District qui définit les régions commerciales pour le pétrole brut aux É.-U.
Paraffine	Chaîne non ramifiée d'hydrocarbures sans liaisons doubles portant également le nom d'alcane.
Pentanes plus	Mélange composé essentiellement de pentanes et d'hydrocarbures plus lourds, issu du traitement du gaz naturel, des condensats ou du pétrole brut.
Pétrole brut classique	Pétrole brut techniquement et économiquement récupérable dans un puits avec des moyens de production courants, sans qu'il soit nécessaire de modifier sa viscosité naturelle.
Pétrole brut léger	Terme désignant généralement le pétrole brut de masse volumique inférieure à 900 kg/m^3. Également, un terme collectif pour le pétrole brut léger classique, le pétrole valorisé et les pentanes plus.
Pétrole brut lourd	Terme désignant généralement un pétrole brut de masse volumique supérieure à 900 kg/m^3.

Pétrole brut non classique	Pétrole brut qui n'est pas considéré comme du pétrole brut classique (p. ex., le bitume).
Pétrole brut synthétique	Mélange d'hydrocarbures semblable au pétrole brut léger non corrosif, obtenu par valorisation du bitume naturel ou du mazout lourd.
Pétrole brut valorisé	Terme désignant généralement le bitume naturel et le pétrole brut lourd après valorisation. Synonyme de pétrole brut synthétique.
Plan de gestion corrective	Ensemble de mesures qui visent à prévenir les pannes d'électricité en cascade par la mise hors service d'installations de production lorsque survient une défaillance du réseau de transport.
Point de fumée	Essai permettant de mesurer la qualité de combustion des carburéacteurs, du kérosène et des huiles d'éclairage. C'est la hauteur en millimètres de la flamme obtenue au moment où l'on commence à observer l'apparition de la fumée.
Potentiel ultime de ressources	Estimation de toutes les ressources récupérables ou commercialisables à un moment donné, compte tenu des caractéristiques géologiques et des progrès technologiques prévus.
Prix réel	Prix d'un produit rectifié pour tenir compte de l'inflation. Dans le présent rapport, la plupart des prix réels sont exprimés en dollars de 2003.
Produits pétroliers résiduels	Regroupent l'asphalte, le goudron, le coke et les mazouts lourds.
Puits horizontal	Segment de puits dévié par rapport à la verticale pour longer horizontalement la zone productive. Il s'agit de la partie du puits de forage qui s'écarte de 80 degrés ou plus de la verticale.
Réacteur CANDU avancé	Version la plus récente du réacteur CANDU. L'ACR utilise de l'uranium légèrement enrichi plutôt que de l'uranium naturel, ce qui a comme effet de réduire la quantité d'eau lourde requise. En outre, les conceptions normalisées préapprouvées, alliées à de nouvelles techniques de construction modulaire, permettent de réduire les coûts.
Récupération assistée des hydrocarbures	Toute méthode permettant de tirer davantage de pétrole d'un réservoir que cela n'aurait été le cas par appauvrissement naturel.
Récupération assistée	Récupération par un procédé de production autre que la récupération primaire.
Récupération in situ	Processus de récupération du bitume naturel des sables bitumineux par un moyen autre que l'extraction à ciel ouvert.

Récupération primaire	Extraction du pétrole brut au moyen de la seule énergie naturelle du gisement et de techniques de pompage.
Remise en état	Travaux par lesquels on s'efforce de remettre le terrain dans un état stable, biologiquement productif, après les travaux.
Rendement thermique	Quantité d'énergie requise pour la production d'électricité, habituellement exprimée en gigajoules par gigawattheure (GJ/GWh).
Répartition	Méthode d'attribution de la différence entre le volume total appelé et la capacité d'un pipeline, lorsque cette dernière est inférieure au volume total appelé.
Réserves établies	Somme des réserves prouvées et de la moitié des réserves probables.
Réserves établies initiales	Réserves établies avant déduction de toute production.
Réserves prouvées	Réserves récupérables au moyen de techniques courantes, en fonction des conditions économiques actuelles et prévues, dont l'existence a été prouvée de façon précise par des forages, des essais ou de la production.
Réserves restantes	Différence entre les réserves initiales et la production cumulative, à un moment donné.
Résidus composites (RC)	Aussi désignés résidus consolidés. La technologie correspondante consiste à intégrer du gypse et du sable aux résidus fins pour produire en peu de temps un dépôt ferme qui permet de procéder plus tôt à la remise en état définitive du terrain.
Ressources en place	Volume brut de pétrole ou de gaz naturel qu'on a estimé se trouver initialement dans un gisement, avant toute production et indépendamment de la quantité qui sera effectivement récupérée.
Ressources récupérables	La portion du potentiel ultime de ressources récupérables selon les conditions économiques et techniques prévues.
Sables bitumineux	Gisements de sable ou d'autres roches renfermant du bitume. Chaque particule de sable bitumineux est recouverte d'une couche d'eau et d'une fine pellicule de bitume.
Séparation	Procédé propre à l'industrie des sables bitumineux, qui consiste à séparer le bitume de ces sables.
SGSIV	Séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur qui est une technique de stimulation par la vapeur de puits horizontaux en vertu de laquelle le bitume s'écoule par gravité dans le puits de production. Contrairement à la stimulation cyclique par la vapeur d'eau, l'injection de vapeur se fait en continu et en même temps que la production.

SO_2	Dioxyde de soufre.
Stimulation cyclique par la vapeur d'eau (SCV)	Méthode de récupération du bitume d'un gisement chauffé par injection de vapeur d'eau, ce qui diminue la viscosité du pétrole et augmente la pression de production. Le pétrole est produit par cycles, chacun débutant par une période d'injection de vapeur d'eau dans un puits qui, par la suite, devient producteur.
SynBit	Mélange de bitume et de pétrole brut synthétique dont les propriétés sont semblables à celles du brut corrosif moyen.
Unité de cokéfaction	Four dans lequel est effectué le craquage thermique du bitume en fractions plus légères avant retrait et transformation en brut valorisé. Les fractions légères, en particulier le naphte et le gasoil, constituent les principaux composants du mélange final.
Usine de chevauchement	Usine de retraitement attenante à un gazoduc. Elle permet d'extraire des liquides de gaz naturel au passage du gaz déjà traité avant la consommation de celui-ci dans la province ou son exportation.
Usine de coupes lourdes	Désigne une usine qui extrait l'éthane et les hydrocarbures plus lourds des flux de gaz naturel.
Usine de valorisation	Usine de traitement qui n'est pas associée à une installation minière ou à une raffinerie.
Valorisation	Procédé de transformation du bitume ou du pétrole brut lourd en un brut de meilleure qualité, par extraction de carbone (cokéfaction) ou par ajout d'hydrogène (hydrotraitement).
VAPEX[MC]	Acronyme du terme Vapourized Extraction, c'est-à-dire un procédé de séparation semblable à la SGSIG qui consiste à vaporiser un solvant d'hydrocarbures plutôt que de la vapeur d'eau pour réduire la viscosité du pétrole brut dans le gisement.
Viscosité	Mesure de la résistance d'un fluide à l'écoulement. Moins un liquide est visqueux, plus il s'écoule facilement.
West Texas Intermediate	Le WTI est un pétrole brut léger non corrosif produit aux États-Unis et qui sert de point de référence aux prix du pétrole brut en Amérique du Nord.

HYPOTHÈSES ÉCONOMIQUES ET COMMERCIALES SUR LESQUELLES SE FONDENT LES MODÈLES DE COÛT DE L'OFFRE

TABLEAU A1-1

Hypothèses économiques

Taux de rendement	Taux réel de 10 % et taux nominal de 12 %
Redevances	Régime des sables bitumineux de l'Alberta
Impôts fédéraux	Conditions en vigueur pour les sables bitumineux
Impôts provinciaux	Taux en vigueur en Alberta
Taux constant d'inflation (en pourcentage)	2,0
Taux de change $US/$CAN	0,75

TABLEAU A1-2

Hypothèses commerciales relatives aux prix

Gaz naturel - NYMEX (en $US par MBtu)	4,00
Gaz naturel - AECO (en $CAN par GJ)	4,66
Gaz naturel - NYMEX - AECO (en $US par MBtu)	0,50
WTI à Cushing en Oklahoma (en $US par baril)	24,00
Prime pour le condensat par rapport au mélange MSW à Edmonton (en pourcentage)	5,00
Pétrole de qualité WTI à Edmonton - Syncrude à Edmonton (en $US par baril)	0,00
Pétrole de qualité WTI à Edmonton - mélange Lloydminster à Hardisty (en $US par baril)	7,00
Écart transport du brut lourd jusqu'à Chicago - Hardisty par rapport à Cushing (en $US par baril)	0,95
Écart transport du brut léger jusqu'à Chicago - Edmonton par rapport à Cushing (en $US par baril)	0,80

HYPOTHÈSES SUR LESQUELLES SE FONDENT LES MODÈLES DE SGSIV DE L'ATHABASCA

TABLEAU A2.1

Hypothèses pour le projet
(coûts par baril de bitume produit)

	Faible qualité	Grande qualité
Rapport vapeur-pétrole (à sec)	3,50	2,50
Consommation de gaz naturel (en kpi³ par baril)	1,47	1,05
Décaissements d'exploitation autres que pour le gaz[a] (en $CAN par baril)	5,00	5,00
Réduction des frais d'exploitation (en pourcentage par année)	2,00	2,00
Diluants requis – en pourcentage du volume de mélange	33,30	33,30
Date d'entrée en service envisagée	2004	2004
Date de conclusion prévue	2036	2045
Coût d'observation du Protocole de Kyoto (en $CAN par baril)	0,00	0,00
Dépenses en immobilisations avant l'entrée en production (en millions de $CAN de 2004)	470,00	310,00
Dépenses en immobilisations pendant la durée de vie du projet (en millions de $CAN de 2004)	1 600	1 900
Transport du condensat jusqu'à l'usine (en $CAN par baril)	0,65	0,65
Écart transport du bitume fluidifié – usine par rapport à Hardisty (en $CAN par baril)	1,15	1,15

a Au nombre des décaissements d'exploitation supplémentaires autres que pour le gaz il faut noter l'achat d'énergie, les frais d'administration, les dépenses environnementales et les autres coûts directs associés aux activités menées.

TABLEAU A2.2

Calendrier – SGSIV du gisement de faible qualité

	Entrée en production	Production cumulative (en m³/j)	Production cumulative (en b/j)
1re étape	2007	4 800	30 000

Calendrier – SGSIV du gisement de grande qualité

	Entrée en production	Production cumulative (en m /j)	Production cumulative (en b/j)
1e étape	2007	4 800	30 000
2e étape	2010	9 600	60 000
3e étape	2013	14 400	90 000
4e étape	2016	19 200	120 000

Hypothèses au sujet des gisements - SGSIV

	Faible quantité	Grande qualité
Région de sables bitumineux	Athabasca	Athabasca
Gisement de sables bitumineux	McMurray	McMurray
°API	8,0	8,0
Épaisseur productive continue (en m)	15,0	35,0
Porosité (en pourcentage)	31,0	35,0
Perméabilité verticale réelle (en darcy)	2,5	5,0

HYPOTHÈSES SUR LESQUELLES SE FONDE LE MODÈLE D'EXTRACTION À CIEL OUVERT/DE SÉPARATION ET DE VALORISATION DE L'ATHABASCA

TABLEAU A3.1

Hypothèses pour le projet

	Extraction à ciel ouvert/ séparation	Extraction à ciel ouvert/ séparation et valorisation
Consommation de gaz naturel de l'extérieur (en kpi³ par baril)	0,27	0,75
Décaissements d'exploitation autres que pour le gaz[a] (en $CAN par baril)	6,00	10,00
Réduction des frais d'exploitation (en pourcentage par année)	2,0	2,0
Coût d'observation du Protocole de Kyoto (en $CAN par baril)	0,00	0,00
Coûts d'immobilisations liés à l'entretien (en $CAN par baril)	0,50	1,00
Coûts d'immobilisations à l'exclusion de ceux liés à l'entretien (en miliards de $CAN)	1,8	7,3
Date d'entrée en service envisagée	2004	2004
Date de conclusion prévue	2046	2048
Écart transport – usine par rapport à Edmonton (en $CAN par baril)	1,15	0,70

a Au nombre des décaissements d'exploitation supplémentaires autres que pour le gaz il faut noter l'achat d'énergie, les frais d'administration, les dépenses environnementales et les autres coûts directs associés aux activités menées.

TABLEAU A3.2

Calendrier – Extraction à ciel ouvert/séparation

	Entrée en production	Production cumulative (en m³/j)	Production cumulative (en b/j)
1re étape	2008	15 873	100 000

Calendrier – Extraction à ciel ouvert/séparation et valorisation

	Entrée en production	Production cumulative (en m /j)	Production cumulative (en b/j)
1e étape	2008	15 873	100 000
2e étape	2010	31 746	200 000

Hypothèses au sujet des gisements - Extraction à ciel ouvert

Région de sables bitumineux	Athabasca
Gisement de sables bitumineux	McMurray
°API	8
Indice de bitume – en pourcentage du poids	11

PROJETS D'EXPLOITATION DE SABLES BITUMINEUX

Le lecteur trouvera dans les pages qui suivent un résumé des principaux projets prévus et en cours dans les régions de sables bitumineux de l'Athabasca, de Cold Lake et de Peace River. Cette synthèse reprend des renseignements qui étaient accessibles au grand public à la fin de premier trimestre de 2004.

Projets d'extraction à ciel ouvert dans la région de sables bitumineux de l'Athabasca

Suncor - Millennium et Voyageur

Le projet d'extraction à ciel ouvert, de séparation et de valorisation de Ruth Lake est exploité par Suncor depuis 1967. Réalisé au coût de 3,4 milliards de dollars de 1999 à 2002, le projet d'agrandissement Millennium a permis de porter la capacité à 35 800 m³/j (225 kb/j). Cet agrandissement consistait en l'ajout d'une deuxième usine de traitement, d'un deuxième train de valorisation et d'un élargissement de la région d'exploitation minière. Le complexe peut « adapter » ses produits aux besoins des clients, ce qui permet de produire diverses charges d'alimentation de raffinerie, du carburant diesel et des sous-produits.

En 2001, Suncor a tracé les grandes lignes de sa stratégie de croissance, appelé « Voyageur ». Elle consiste en un plan multiphases destiné à faire passer sa capacité de production de sables bitumineux à entre 79 400 et 87 300 m³/j (500 à 550 kb/j) d'ici 2010 - 2012. Au début de 2003, Suncor a dévoilé ses plans pour la première phase de Voyageur, qui vise une capacité de valorisation de 52 400 m³/j (330 kb/j) d'ici 2007. Cette étape comprend l'installation d'une autre unité sous vide, portant sa capacité à 41 300 m³/j (260 kb/j) d'ici 2005, puis à 52 400 m³/j (330 kb/j) en 2007. On estime les coûts de ce programme d'expansion à 1,5 milliard de dollars et il devrait permettre de recevoir le bitume provenant des installations de Suncor à Firebag, où on a recours à la SCGSIV. Suncor envisage d'investir, en quatre étapes, une somme supplémentaire de 1,5 milliard de dollars dans son projet de Firebag pour ajouter chaque fois une capacité de production de bitume d'environ 5 560 m³/j (35 kb/j). La première phase devrait être entièrement opérationnelle en 2005.

La troisième composante du programme Voyageur consistera à construire une troisième usine de valorisation entre 2010 et 2012, pour porter sa capacité totale de production à entre 79 400 et 87 300 m³/j (500 à 550 kb/j). D'autres agrandissements sont aussi à l'étude pour le projet de Firebag et ses installations d'exploitation minière, afin d'alimenter la troisième usine de valorisation.

Syncrude - Syncrude 21

Le projet de Syncrude est une coentreprise exploitée par Syncrude Canada Ltd. qui est détenue par Canadian Oil Sands Limited Partnership, Canadian Oil Sands Limited, ConocoPhillips Oil Sands Partnership II, la Pétrolière impériale ressources, Mocal Energy Limited, Murphy Oil Company Ltd., Nexen Inc. et Petro Canada - Pétrole et gaz naturel.

Dans le cadre de sa stratégie « Syncrude 21 », Syncrude projette d'accroître sa capacité par la réalisation en cinq étapes d'une expansion s'étendant de 1996 à 2015. Les étapes 1 et 2, achevées en 2001 au coût de 1 milliard de dollars, ont porté la capacité de production de Syncrude à 39 100 m^3/j (246 kb/j) de PBS de grande qualité, le mélange non corrosif Syncrude (SSB). Ces deux premières phases comprenaient la mise en valeur de deux nouvelles régions d'exploitation, en l'occurrence North Mine et Aurora. L'extraction à ciel ouvert à l'aide d'immenses camions et pelles ainsi que de nouvelles technologies, comme l'hydrotransport et la séparation à basse température, ont aussi été mises en œuvre. Deux trains de traitement ont été installés à North Mine. L'agrandissement d'Aurora comprenait un train de traitement et d'autres installations de désengorgement à l'usine de valorisation de Mildred Lake. Les gisements d'Aurora sont situés à 35 km au nord-est de l'usine principale de Syncrude et la séparation se fait aux gisements eux-mêmes, après quoi l'écume de bitume est hydrotransportée jusqu'à l'usine de base, où elle est valorisée.

La troisième phase, qui devrait être achevée d'ici 2006, procurera une capacité de production supplémentaire de 15 900 m^3/j (100 kb/j). Elle nécessitera des investissements de 7,8 milliards de dollars. Un deuxième train d'extraction et de séparation sera ajouté à Aurora, tandis que l'usine de valorisation de Mildred Lake sera agrandie pour y installer un deuxième train de valorisation. Le train d'extraction est entré en service à la fin de 2003; l'agrandissement de l'usine de valorisation (UE-1) devrait être terminé en 2006. Ceci permettra à Syncrude d'améliorer encore davantage la qualité de son PBS.

La phase quatre comprend la mise en service d'un troisième train d'extraction à Aurora, ainsi qu'un nouvel agrandissement de l'usine de valorisation de Mildred Lake (UE-2). Ce projet permettra de porter la capacité totale de production à environ 64 100 m^3/j (400 kb/j). En outre, cette phase améliorera encore la qualité du pétrole brut produit, en plus de se traduire par la mise en œuvre de technologies éconergiques et d'atténuation sur le plan environnemental.

La cinquième phase prévoit l'installation d'un quatrième train d'extraction à Aurora et un autre agrandissement de l'usine de valorisation de Mildred Lake (UE-3). Prévue pour entrer en service entre 2010 et 2015, elle amènera la capacité totale de production à environ 84 000 m^3/j (530 kb/j).

Projet d'exploitation des sables bitumineux de l'Athabasca

Ce projet est une coentreprise réunissant Shell, qui détient une participation de 60 %, Chevron Canada et Western Oil Sands Inc., qui possèdent chacune une participation de 20 %. Il touche les installations situées à deux endroits : les gisements de la rivière Muskeg, situés à 70 km au nord de Fort McMurray, ainsi que l'usine de valorisation de Scotford, adjacente à la raffinerie de Shell près d'Edmonton. Albian Sands Energy Inc., entreprise créée afin de gérer les gisements de la rivière Muskeg pour le compte des trois partenaires, a entrepris l'exploitation minière et les activités de séparation à la fin de 2002. Une fois la séparation effectuée sur place, le bitume dilué est expédié à Scotford par le pipeline Corridor. À Scotford, l'usine de valorisation transforme le bitume en du PBS de haute qualité à partir d'une technologie fondée sur l'ajout d'hydrogène. Les coûts d'immobilisations pour le gisement et l'usine de valorisation ont totalisé 5,7 milliards de dollars. Shell

a également investi environ 400 millions de dollars pour modifier sa raffinerie de Scotford et lui permettre d'utiliser le nouveau PBS produit par l'usine de valorisation à cet endroit.

D'autres entreprises ont aussi construit de nouvelles installations pour répondre aux besoins du projet d'exploitation des sables bitumineux de l'Athabasca dans le cadre d'accords de longue durée. Le pipeline Corridor transporte le bitume dilué du gisement jusqu'à l'usine de valorisation. ATCO Power a construit une centrale de cogénération de 170 MW afin de pouvoir produire la vapeur et l'électricité requises, ainsi que de l'électricité qui est distribuée sur le réseau albertain. Quant à ATCO Pipelines, elle a construit un pipeline pour transporter le gaz naturel jusqu'à la centrale de cogénération.

Les propriétaires de ce projet ont proposé un programme de désengorgement et d'expansion qui augmenterait la capacité de production de 11 100 m³/j (70 kb/j) d'ici 2008. Les coûts d'immobilisations s'élèveraient à 750 millions de dollars.

Un autre agrandissement est envisagé dans le cadre de la mise en valeur du gisement Jackpine. La première étape prévoit la construction d'installations minières et de séparation d'une capacité de production d'environ 31 800 m³/j (200 kb/j) de bitume. On pourrait ensuite prolonger la mise en valeur de l'ensemble du projet et augmenter la production d'environ 15 900 m³/j (100 kb/j). Si tous ces projets se concrétisent, ils se traduiront par une production totale des installations de la rivière Muskeg et Jackpine de 84 000 m³/j (525 kb/j).

Fort Hills

Le projet de Fort Hills appartient à TrueNorth Energy L.P., qui détient une participation de 78 %; UTS Energy possède les 22 % qui restent. Le projet prévoit l'extraction par camions et pelles ainsi que la séparation à l'eau chaude d'une production de bitume de 15 100 m³/j (95 kb/j) pour chacune des deux phases. Le bitume serait expédié sous forme d'un mélange vers les marchés canadiens et américains. Il est également prévu dans le projet de construire une centrale de cogénération d'une capacité de 80 MW. Les coûts totaux estimés sont de 3,5 milliards de dollars pour la première phase.

Bien que le projet ait reçu l'autorisation du gouvernement de l'Alberta, TrueNorth a décidé, au début de 2003, de reporter indéfiniment sa mise en valeur, invoquant la montée en flèche des coûts d'immobilisations, l'absence de nouveaux partenaires et l'incertitude quant à l'incidence économique du Protocole de Kyoto. Le projet est toujours en attente de réalisation, les promoteurs étudiant leurs options, notamment divers scénarios possibles de mise en valeur.

Compagnie pétrolière impériale Ltée/ExxonMobil - Sables bitumineux de Kearl

En 2002, la Compagnie pétrolière impériale Ltée a consolidé ses avoirs dans Kearl en effectuant un échange de concessions avec Husky Energy Inc., en vertu duquel l'Impériale devenait la seule propriétaire des sections exploitables en surface des concessions 87 et 6 tandis que Husky faisait l'acquisition à part entière des concessions de Kearl, où elle envisage maintenant d'entreprendre son propre projet de récupération in situ des sables bitumineux.

Le projet de sables bitumineux de Kearl, coentreprise d'extraction à ciel ouvert proposée par ExxonMobil Canada et la Compagnie pétrolière impériale Ltée sur leurs concessions de sables bitumineux de l'Athabasca, est situé à environ 70 km au nord de Fort McMurray. Un programme de forage de délimitation de la ressource est actuellement en cours afin d'aider à planifier le projet. La

société a lancé un processus de consultation du public auprès des intervenants de la région et a tenu deux séances portes ouvertes à Fort McMurray. La demande d'autorisation est prévue pour 2005 alors que l'examen réglementaire et l'autorisation sont attendus pour 2005-2006.

Le projet de Kearl devrait comporter un volet d'extraction à ciel ouvert des sables bitumineux et peut-être même un autre de valorisation du bitume sur place, tout en prévoyant l'intégration de l'ensemble avec la raffinerie de l'Impériale à Edmonton et valorisation éventuelle à la raffinerie d'Exxon Mobil, à Joliet, en Illinois. La société indique qu'il est probable qu'elle procédera par étapes, la première devant permettre d'atteindre une capacité de 15 900 m^3/j (100 kb/j), mais pouvant passer à 31 800 m^3/j (200 kb/j) d'ici 2012. On estime le coût de ce projet à entre 5 et 8 milliards de dollars.

CNRL - Horizon

Canadian Natural Resources Limited (CNRL) a reçu l'aval du gouvernement pour son projet de sables bitumineux Horizon à la fin de 2003; elle a toutefois reporté sa décision finale quant à la mise en œuvre ou non de celui-ci jusqu'à l'automne 2004, afin de disposer de plus de temps pour réaliser un ouvrage de génie civil complexe. Le projet devrait comprendre l'extraction à ciel ouvert et le traitement du bitume, des activités de récupération in situ, une usine de valorisation et l'infrastructure s'y rattachant. La proposition comprend des installations d'exploitation à ciel ouvert, un gisement exploité par camions et pelles, quatre trains pour le traitement du bitume, trois pour la valorisation, les services et l'infrastructure connexes, des usines de gestion de l'eau et de traitement des résidus, ainsi qu'un plan intégré pour la mise en valeur et la remise en état.

Les diverses phases de réalisation pour la production s'étaleraient sur cinq ans. On prévoit que les premiers barils de PBS léger sortiront des installations durant la première moitié de 2008 et que la production atteindra 17 500 m^3/j (110 kb/j). La seconde étape, prévue pour 2010, ajoutera une capacité supplémentaire de PBS de 7 100 m^3/j (45 kb/j). Les deux dernières phases sont prévues pour 2012. Elles porteront alors la capacité totale de production de PBS à 37 000 m^3/j (233 kb/j). Le coût total du projet est estimé à 8,4 milliards de dollars.

Autres projets d'extraction à ciel ouvert

Le projet d'extraction à ciel ouvert de Joslyn Creek est une proposition de Deer Creek Energy Inc. Le projet a été annoncé en même temps que celui de récupération in situ de Joslyn Creek. La capacité de production envisagée est de 15 900 m^3/j (100 kb/j). Il consisterait en une exploitation à ciel ouvert avec camions et pelles, en plus de prévoir le recours à des technologies de séparation utilisant de l'eau chaude. On ne ferait aucune valorisation sur place. La décision d'aller de l'avant ou non avec ce projet dépendra sans doute de la réussite du projet de récupération in situ de Joslyn Creek.

Synenco Energy Inc. propose la construction de son projet NorthernLights, un ensemble d'exploitation minière intégrée des sables bitumineux, de séparation du bitume et de valorisation d'une capacité de PBS de 7 900 m^3/j (50 kb/j) à 40 °API. L'entreprise projette d'utiliser une technologie de gazéification du bitume pour obtenir la chaleur et l'hydrogène nécessaires au traitement ainsi qu'à la valorisation, ce qui réduirait la nécessité de recourir au gaz naturel. Lors du dévoilement, l'entreprise a indiqué qu'elle projetait l'entrée en service des installations en 2008. D'autres phases de mise en valeur, prévues pour 2009 et 2010, augmenteraient la capacité de production de 27 800 m^3/j (175 kb/j). Le coût du projet est de 4 milliards de dollars.

Synenco est à la recherche de partenaires. Dans l'éventualité où ceux-ci se manifesteraient, elle prévoit présenter sa demande d'autorisation à l'EUB en 2005.

Projets de récupération in situ dans la région de l'Athabasca

Surmont

Le projet de SGSIV de Surmont, situé à une soixantaine de kilomètres au sud-est de Fort McMurray, est le fruit d'une coentreprise formée de ConocoPhillips Canada (43,5 %), TotalFinaElf (43,5 %) et Devon Energy (13 %). L'exploitation a été confiée à ConocoPhillips. Le projet a reçu l'aval de l'EUB en mai 2003 et le conseil d'administration de la société a donné son approbation en novembre de la même année.

Ce projet, d'une valeur de 1,1 milliard de dollars, devrait se dérouler en quatre phases. On prévoit que la production commencera en 2006, pour atteindre 15 900 m³/j (100 kb/j) d'ici 2012.

La formation de sables bitumineux se trouve à une profondeur de 300 à 400 mètres; elle a une épaisseur variant de zéro à 60 mètres. On estime à 3,2 milliards de mètres cubes (20 milliards de barils) la quantité de bitume sur place, qui pourrait être récupéré dans une proportion variant entre 25 % et 50 %. Chaque étape comportera ses propres installations centrales, qui seront composées d'un générateur de vapeur, d'installations de recyclage de l'eau, ainsi que de réservoirs de rupture d'émulsion et de stockage, pour le diluant et le bitume mélangé. Chaque phase de la mise en valeur prévoit le raccordement à un pipeline permettant le transport de l'eau, du diluant et du bitume entre les divers emplacements.

EnCana - Christina Lake

EnCana utilise la SGSIV à son projet de Christina Lake, à environ 170 km au sud de Fort McMurray. Cette concession comprend 35 secteurs renfermant, selon les estimations, 475 millions de mètres cubes (3 milliards de barils) de bitume. Le projet devrait se dérouler en trois phases et la production totale prévue est de 11 000 m³/j (69 kb/j). Chacune d'elle comprendra ses propres installations, soit pour le traitement de l'eau, la production de vapeur, la séparation, la récupération de la chaleur, le déhuilage de l'eau, l'élimination de l'eau et la manutention du pétrole. La production a débuté au cours du deuxième trimestre de 2002. En 2003, on a tiré 840 m³/j (5 kb/j) des trois paires de puits utilisant la SGSIV.

La question du gaz et bitume sous-jacent a surgi pour le projet de Christina Lake. Cependant, EnCana et Devon Canada Corporation ont décidé de collaborer afin de pouvoir exploiter le bitume ainsi que le gaz naturel qu'elles possèdent.

Petro-Canada - Rivière MacKay

Ce projet, qui appartient entièrement à Petro-Canada, est situé à environ 60 km au nord-ouest de Fort McMurray, deux kilomètres à l'est des installations d'essais souterraines connues sous le nom de projet Dover. Il s'agit du projet phare de Petro-Canada pour la méthode de SGSIV, puisqu'elle projette de mettre en valeur ses avoirs considérables dans la région. Compte tenu du succès remporté par le projet Dover, Petro-Canada est passée directement à l'exploitation commerciale, sans projet pilote préalable. La production a débuté en 2002. En 2003, elle a presque atteint l'objectif de capacité qui avait été fixé à 4 770 m³/j (30 kb/j). On prévoit récupérer entre 37 et 48 millions de mètres cubes (entre 233 et 302 millions de barils) de bitume sur la durée de vie de 25 ans du projet.

On trouve sur place une centrale de cogénération de 165 MW construite et exploitée par TransCanada PipeLines Limited.

Suncor - Firebag

Suncor aura recours à la SGSIV dans ses concessions d'exploitation in situ des sables bitumineux situées à environ 40 km au nord-est de l'usine de sables bitumineux de l'entreprise. On estime à 800 millions de mètres cubes (5 millions de barils) le potentiel de récupération in situ de bitume des concessions de sables bitumineux réunies de Suncor. Les gisements de sables bitumineux dans cette région sont déposés à environ 250 mètres de profondeur, dans la formation McMurray. La production de pétrole brut à partir du gisement à ciel ouvert et celle du projet de récupération in situ peuvent être combinées, puis vendues directement sur le marché. Elles peuvent aussi être utilisées comme charge d'alimentation dans une usine de valorisation de sables bitumineux. Afin de se donner les moyens de traiter une plus grande capacité de bitume, Suncor projette d'agrandir ses installations de valorisation, en y ajoutant une colonne de distillation sous vide d'ici 2004. Son entrée en service coïncidera avec l'entrée en production de ses installations de valorisation.

Les projets de mise en valeur de Firebag doivent comporter quatre phases d'une capacité de 5 560 m^3/j (35 kb/j), dont l'entrée en service s'étalera de 2004 à 2010. Les installations de Firebag sont rattachées à l'usine de valorisation de Tar Island par un conduit de services qui comprend quatre pipelines souterrains, une ligne d'énergie électrique et un câble à fibres optiques. Les pipelines amèneront le gaz combustible, le diluant et l'eau à Firebag, tandis que le bitume dilué sera transporté jusqu'à l'usine de valorisation de Tar Island.

Suncor a modifié ses installations pour qu'elles puissent brûler du carburant diesel plutôt que du gaz naturel afin de produire de la vapeur. Elle envisage une centrale de cogénération pour les phases 2 à 4 de son projet.

Petro-Canada - Meadow Creek

Le projet de Meadow Creek est situé à 45 km au sud-ouest d'Anzac (Alberta). Il devrait être exploité par Petro-Canada. En novembre 2001, celle-ci a présenté une demande d'exploitation à l'EUB et la production devrait débuter en 2006. Ce projet, d'une capacité de 12 700 m^3/j (80 kb/j) de bitume, alimentera la raffinerie Strathcona de Petro-Canada. On a proposé la construction d'une centrale de cogénération. Les coûts d'immobilisations de ce projet sont estimés à 800 millions de dollars. Petro-Canada a annoncé récemment qu'elle revoyait à la baisse ses projets de production de sables bitumineux, relançait celui d'usine de valorisation, quoique dans une forme réduite, puis reportait ses projets à Meadow Creek jusqu'à la fin de la présente décennie. Il est possible que Petro-Canada aille de l'avant plus tôt que prévu avec son projet de Meadow Creek, mais que celui-ci soit moins important qu'envisagé à l'origine.

Petro-Canada - Lewis

Le projet Lewis proposé par Petro-Canada se trouve à 40 km au nord-est de Fort McMurray. En utilisant la méthode de SGSIV, on prévoit y produire du bitume à un rythme de 12 700 m^3/j (80 kb/j). Un exposé préliminaire au sujet du projet Lewis a été rendu public. Les coûts d'immobilisations de ce projet sont estimés à 800 millions de dollars. On ne prévoit aucune usine de valorisation sur place et aucune date n'a encore été fixée pour le début de la production. Compte tenu du fait que Petro-Canada a annoncé le report de son projet à Meadow Creek, il est plutôt improbable que celui de Lewis voit le jour avant la fin de la décennie.

Devon - Jackfish

Le projet proposé de Jackfish devrait être exploité par Devon Canada Corporation. Il est situé à 15 km au sud de Fort McMurray. En utilisant la SGSIV, on prévoit y produire du bitume à un rythme de 5 600 m^3/j (35 kb/j) à compter de 2007. Les coûts d'immobilisations estimatifs de ce projet se situent entre 400 et 450 millions de dollars. Un exposé préliminaire a été publié en 2002; en novembre 2003, Devon a présenté sa demande d'autorisation à l'EUB.

CNRL - Kirby

À l'origine, le projet Kirby était géré par Rio Alto Exploration, dont CNRL a fait l'acquisition en juillet 2002. Situé à 85 km au nord-est de Lac La Biche, ce projet utilise la SGSIV pour produire du bitume. La demande déposée auprès de l'EUB en avril 2002 est toujours à l'étude. Chaque phase (la demande déposée comporte deux phases) permettrait de produire 2 400 m^3/j (15 kb/j). La phase 1 doit débuter en 2006, tandis que la production de la phase 2 devrait commencer en 2010. En tout, le projet doit comporter quatre phases et l'objectif serait de maintenir une production de 4 800 m^3/j (30 kb/j). Il n'est pas prévu d'y aménager une usine de valorisation consacrée uniquement à ce projet. Les coûts d'immobilisations des deux premières phases sont estimés à 500 millions de dollars. CNRL a invité des offres en vue de l'achat du projet Kirby.

Deer Creek - Joslyn Creek

Deer Creek Energy Ltd. exploite le projet de récupération in situ de Joslyn Creek, un projet multiphases dont la première étape commerciale a été approuvée en janvier 2003. Ce projet est situé à 65 km au nord de Fort McMurray; on y utilisera la méthode de SGSIV à deux puits. Les deux premières phases ont été aménagées pour servir de projet pilote. L'objectif est d'étendre le projet d'essai de manière à maintenir une production de 1 590 m^3/j (10 kb/j). Il est intéressant de noter que les installations planifiées comprennent un petit générateur de vapeur afin de tenter d'établir s'il est rentable d'utiliser du bitume plutôt que du gaz naturel comme combustible.

La demande d'autorisation pour la phase 2 a été déposée auprès de l'EUB en juillet 2003 et est actuellement à l'étude. On estime à 170 millions de dollars les coûts d'immobilisations de cette deuxième étape.

Les phases 3 et 4 du projet Joslyn Creek ont été dévoilées en même temps que les deux premières. Chacune d'elles, dont la mise en service est prévue autour de 2010, devrait fournir une production de 4 800 m^3/j (30 kb/j).

JACOS - Hangingstone

Situé à 50 km au sud de Fort McMurray, le projet Hangingstone appartient à 75 % à Japan Canada Oil Sands (JACOS), la tranche restante de 25 % est détenue par Nexen Inc. Ce projet pilote en trois étapes a été conçu dans le but d'étudier la viabilité de la SGSIV à une échelle commerciale. Les activités ont débuté en 1999 et en 2003 on y a atteint une production de 1 110 m^3/j (7 kb/j).

Des projets de mise en valeur commerciale ont été dévoilés par la voie d'une divulgation d'intention. On prévoit construire des installations à partir de 2005 de manière que la production puisse commencer en 2007. La production commerciale prévue pour chacune des deux phases est de 3 975 m^3/j (25 kb/j). La deuxième phase devrait entrer en service en 2010 et porter la production totale du projet Hangingstone à 9 540 m^3/j (60 kb/j).

Projet Nexen/OPTI de Long Lake

Le projet de Long Lake est une coentreprise à parts égales entre Nexen et OPTI Canada. Il se trouve à 40 km au sud-est de Fort McMurray. La portion commerciale du projet a été approuvée en août 2003 et la construction devrait commencer en 2004. L'entrée en service est prévue pour 2006 et sera suivie par l'aménagement d'une usine de valorisation en 2007. Pour la première phase, on estime pouvoir produire 11 100 m^3/j (70 kb/j) de bitume à l'aide de la méthode de SGSIV. Le bitume pourra être valorisé sur place grâce à une usine construite spécialement à cette fin et au procédé breveté ORcrudeMC, permettant de produire du PBS de qualité supérieure. Le procédé consiste à gazéifier le bitume pour alimenter l'usine de valorisation en gaz combustible et en hydrogène. Les coûts d'immobilisations de ce projet sont estimés à 3 milliards de dollars.

OPTI projette d'augmenter la capacité de valorisation de 11 100 m^3/j (70 kb/j) afin de traiter le bitume d'autres exploitants contre rémunération.

Orion Oil - Whitesands

Orion Oil Canada Ltd. (filiale à part entière de Petrobank Energy and Resources Ltd.) agit comme exploitant du projet pilote proposé de Whitesands, à 120 km au sud de Fort McMurray. Ce projet vise à faire l'essai de la technologie d'injection d'air verticale puis horizontale (IAVH) mise au point par Orion. La demande d'autorisation a été présentée à l'EUB en 2003 et dans l'éventualité où elle était approuvée, la production débuterait à la fin de 2004. Pendant les cinq années que durera le projet, la production devrait y être de 300 m^3/j (2 kb/j). La technologie IAVH repose sur la combustion in situ; elle devrait nécessiter beaucoup moins d'eau et de gaz naturel que la SGSIV.

Projet VAPEX Dover (DOVAP)

Devon Canada Corporation dirige un consortium, auquel participent les gouvernements fédéral et provincial, qui mène des expériences sur le terrain afin d'élaborer et de tester la technologie de la récupération à la vapeur (VAPEX^{MC}). Le projet pilote se trouve aux installations d'essais souterraines de Dover, dans la région de sables bitumineux de l'Athabasca, près de Fort McMurray. Ce projet de recherche consiste en deux paires de puits horizontaux et quelques puits de contrôle. Un couple de puits permettra de faire l'essai du procédé de démarrage à froid et l'autre, du démarrage à chaud par stimulation à la vapeur du procédé VAPEX^{MC}. Les installations et les activités sont intégrées à l'infrastructure existante de Dover, afin de permettre de réduire les coûts.

Les activités ont débuté en 2003 et devraient se poursuivre jusqu'en 2008.

Projets de récupération in situ de Cold Lake

Compagnie pétrolière impériale Ltée - Cold Lake

Le projet de Cold Lake est la propriété de la Compagnie pétrolière impériale Ltée, qui est aussi l'exploitant. Ses recherches en laboratoire et sur le terrain au cours des trente dernières années ont débouché sur ce projet de production commerciale. Étant donné qu'à Cold Lake les sables bitumineux sont emprisonnés trop profondément dans la formation Clearwater pour en faire l'extraction à ciel ouvert, l'Impériale doit utiliser la technique de stimulation cyclique par la vapeur (SCV). À l'heure actuelle, l'Impériale exploite les installations des phases 1 à 13. En 2003, la production moyenne de la Compagnie pétrolière impériale Ltée à Cold Lake a été de 20 700 m^3/j

(130 kb/j), soit environ la moitié de la production de bitume en Alberta. La production du projet Makheses (phases 11 à 13) a débuté en juin 2003; on s'attend qu'elle atteigne 22 200 m^3/j (140 kb/j). L'Impériale a aussi aménagé une centrale de cogénération de vapeur et d'électricité de 170 MW à Cold Lake. Elle prévoit utiliser environ 60 % de l'électricité qu'elle y produit, le reste devant être dirigé vers le réseau commun d'énergie de l'Alberta.

Le projet Nabiye (phases 14 à 16) constituera un agrandissement de celui de Cold Lake, dont il augmentera la production de 4 770 m^3/j (30 kb/j). Si toutes les autorisations sont données, la production devrait commencer en 2006.

EnCana - Foster Creek

Le projet Foster Creek d'EnCana est situé au nord de Wolf Lake, au milieu du champ de tir d'armes aériennes Primrose. Après y avoir fait l'expérimentation de la méthode de SGSIV pendant quatre ans dans le cadre d'un projet pilote produisant 300 m^3/j (2 kb/j), EnCana a entrepris la construction de la phase 1 de Foster Creek, qui consiste en 24 paires de puits, une usine de traitement de l'eau, une unité de traitement du pétrole, un centre d'essai et des générateurs de vapeur. La production a débuté en 2002 et en moyenne, en 2003, elle a atteint 2 900 m^3/j (18 kb/j). Elle devrait augmenter à 4 770 m^3/j (30 kb/j) d'ici 2004. D'ici 2007, EnCana projette d'amener la production à Foster Creek à 15 900 m^3/j (100 kb/j).

On trouve également à Foster Creek un projet expérimental utilisant la technologie VAPEX[MC].

CNRL - Primrose et Wolf Lake

Les projets d'extraction du pétrole lourd par procédé thermique de Primrose et de Wolf Lake de CNRL sont situés à environ 55 km au nord de Bonnyville, dans le nord-est de l'Alberta. Ces propriétés, que CNRL a achetées à BP Canada Energy Company (BP) en 1999, font l'objet d'une exploitation commerciale depuis les années 1980. En 2003, la production y a été d'environ 6 400 m^3/j (40 kb/j).

Pour ces projets, CNRL utilise deux techniques de récupération, soit la SCV et la SGSIV. La première, la SCV, vise à s'attaquer à la formation Clearwater, dont les sables contiennent une plus grande quantité d'argile, tandis que la seconde, la SGSIV, est utilisée dans le secteur de Grand Rapids, où les impuretés d'argile sont moins présentes. La SCV consiste à forer des puits horizontaux plutôt que verticaux ou inclinés et à injecter de la vapeur à un taux supérieur à la pression de séparation requise dans le réservoir. La pression plus forte permet à la vapeur de pénétrer plus profondément dans les sables bitumineux, réduisant du même coup le nombre de puits et le nombre de cycles tout en augmentant la production. En forant à l'horizontale dans le gisement, CNRL sera en mesure de réduire les coûts et les perturbations à la surface, en utilisant un seul puits là où il aurait fallu recourir à cinq ou dix puits classiques.

Les plans d'expansion ont été approuvés par l'EUB en 2002; ils prévoient l'optimisation des installations en place et de nouveaux aménagements dans le cadre de deux phases visant à porter la production à 9 500 m^3/j (60 kb/j) d'ici 2006.

Husky - Lac Tucker

Husky Energy Inc. est l'exploitant du projet Tucker proposé à Cold Lake. Situé à 30 km à l'ouest de Cold Lake, ce projet utiliserait la méthode de SGSIV pour la séparation du bitume. La demande

d'autorisation a été présentée en février 2003 et dans l'éventualité où une telle autorisation était accordée, la production débuterait en 2006. La capacité de production envisagée est de 4 800 m^3/j (30 kb/j). On évalue les coûts d'immobilisations de ce projet à 400 millions de dollars.

Black Rock - Orion

Le projet Orion, exploité par Black Rock Ventures Inc., se trouve à 30 km au nord-ouest de Cold Lake. La demande relative à ce projet a été déposée en juillet 2001. Le projet expérimental de Hilda Lake (prédécesseur du projet Orion) est en marche depuis 1977. Grâce à la technologie de SGSIV, chacune des deux phases du projet Orion devrait permettre d'atteindre une production de 1 600 m^3/j (10 kb/j). Les coûts d'immobilisations prévus sont de 270 millions de dollars (150 millions de dollars pour la première phase et 120 millions de dollars pour la seconde).

Projets de récupération in situ de Peace River

Shell - Peace River

Le projet de Peace River est la propriété de Shell Canada Limitée. On estime à 1,6 milliard de mètres cubes (10 milliards de barils) la quantité de bitume à cet endroit. De 1979 à 1992, Shell y a mené un projet pilote qu'elle a déclaré une réussite sur le plan technique. Plus récemment, elle a fait l'essai de la méthode de SCV en utilisant de nombreux puits latéraux, ainsi que la technologie de SGSIV. Shell prévoit y étendre sa technique dite de « trempage radial ». En 2002, la capacité de production du projet a atteint 2 000 m^3/j (13 kb/j). La technologie qui permettra une récupération efficace du bitume ouvrira la voie à de futures expansions de cette immense ressource.

L'entreprise a approuvé un plan visant à augmenter la production à 2 540 m^3/j (16 kb/j) en désengorgeant l'usine et en forant de nouveaux puits. Cet agrandissement et l'augmentation subséquente de la production sont conditionnels à l'obtention des autorisations réglementaires ainsi qu'à l'atteinte d'un rendement satisfaisant.

INSTALLATIONS DE COGÉNÉRATION

Promoteur du projet	Propriétaire des installations de cogénération	Nom du projet	Capacité (en MW)	Description
Cold Lake et les environs				
Canadian Natural Resources Limited	Canadian Natural Resources Limited/ATCO Power	Primrose	85	Projet lancé en 1998. Technologie SCV in situ.
EnCana	EnCana	Foster Creek	80	La cogénération a débuté en 2003. Technologie SGSIV.
Compagnie pétrolière impériale Ltée	Compagnie pétrolière impériale Ltée	Mahkeses	170	Projet lancé en 2003. Technologie SCV in situ.
Fort McMurray et les environs				
Projet d'exploitation des sables bitumineux de l'Athabasca	ATCO Power	Gisements de la rivière Muskeg	170	Projet d'exploitation de sables bitumineux lancé en 2003. Extraction à ciel ouvert.
Petro-Canada	TransCanada PipeLines Limited	Rivière MacKay	165	La cogénération a débuté en 2004. Technologie SGSIV.
Suncor Energy	TransAlta Energy Corp.	Usine Suncor	420	La cogénération a débuté en 2001. Extraction à ciel ouvert.
Syncrude Canada Ltd	Syncrude Canada Ltd	Mildred Lake	280	Projet d'exploitation de sables bitumineux lancé en 1978. Extraction à ciel ouvert.
Syncrude Canada Ltd	Syncrude Canada Ltd	Aurora	80	Projet d'exploitation de sables bitumineux lancé en 1999. Extraction à ciel ouvert.

FACTEURS DE CONVERSION ET D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE

Abréviations

Préfixe		Équivalent
k	kilo	10^3
M	méga	10^6
G	giga	10^9
T	téra	10^{12}
P	peta	10^{15}
E	exa	10^{18}

Facteurs de conversion du système métrique au système impérial

Unité		Équivalent
m	mètre	3,28 pieds
m^3	mètre cube	6,3 barils (pétrole et GPL)
		35,3 pieds cubes (gaz)
L	litre	6,22 gallon impérial
b	baril (pétrole et GPL)	0,159 m^3

Contenu énergétique

Unité		Contenu énergétique
GJ	gigajoule	0,95 million BTU

Électricité		Contenu énergétique
MW	mégawatt	
GWh	gigawattheure	3 600 GJ
TWh	térawattheure	3,6 PJ

Gaz naturel		Contenu énergétique
kpi^3	millier de pieds cubes	1,05 GJ
Gpi3	milliard de pieds cubes	1,05 PJ
Tpi^3	billion de pieds cubes	1,05 EJ

Contenu énergétique

Liquides de gaz naturel		Contenu énergétique
m^3	éthane	18,36 GJ
m^3	propane	25,53 GJ
m^3	butanes	28,62 GJ

Pétrole brut		Contenu énergétique
m^3	léger	38,51 GJ
m^3	lourd	40,90 GJ
m^3	pentanes plus	35,17 GJ

Facteurs d'émission de gaz à effet de serre

Émissions	Production tirée des sables bitumineux (en kg/m^3)	
	In situ	Extraction/séparation/valorisation
CO_2	439,20	741,20
CH_4	25,04	42,47
N_2O	2,45	8,56

Source : Ressources naturelles Canada - Perspectives des émissions du Canada, 1999

ORGANISATIONS CONSULTÉES

Alberta Electric System Operator (AESO)

Alberta Energy Research Institute (AERI)

Association canadienne des producteurs pétroliers (CAPP)

ATCO Electric

ATCO Power

Big West Oil LLC

BP Canada Energy Trading Company

BP Products – Amérique du Nord

Canadian Energy Research Institute (CERI)

Canadian Natural Resources Limited (CNRL)

Chesterman Consulting Inc.

CHS Inc.

Climate Change Central

Compagnie pétrolière impériale Ltée

ConocoPhillips Canada

Cumulative Environmental Management Association (CEMA)

Développement économique Alberta

Dow Chemical Canada Inc.

EnCana

Energy and Utilities Board de l'Alberta (EUB)

Environnement Alberta (AENV)

Flint Hills Resources Ltd

Frontier Refining Inc.

Gibson Petroleum Company Ltd

Golder Associés

Groupe de travail sur les questions régionales (GTQR)

Husky Energy Inc.

Innovation et Sciences Alberta

Inter Pipeline Fund

IPPSA/Mercury Energy Corporation

Marathon Ashland Petroleum Canada, Ltd

Ministère de l'Énergie de l'Alberta

Nexen Canada Ltd

NOVA Chemicals Corporation

Pembina Pipeline Income Fund

Petro-Canada

Pétrolière impériale ressources

Pipelines Enbridge Inc.

Plains Marketing Canada, L.P.

Purvin & Gertz Inc.

Rainbow Pipe Line Company, Ltd

Ressources naturelles Canada (RNCan)

Shell Canada Limitée

Shell Chemicals Canada Ltd.

Sherritt International Ltd

Suncor Energy

Syncrude Canada Ltd.

Terasen Pipelines

Tidal Energy Marketing Inc.

TransCanada PipeLines Limited et NorthernLights Transmission

United Refining Company

Western Oil Sands Inc.

Williams Energy (Canada), Inc.

Wood Buffalo Environmental Association (WBEA)

Canada